

**МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ
ОБЪЕДИНЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ
ОТРАСЛЕВОЙ РЕЗЕРВНО-ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ФОНД РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ**

**ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ
ПРАВИЛА**

**ТЕХНІЧНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ
ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І МЕРЕЖ
ПРАВИЛА**

(Вторая редакция)

Львов 2002

ББК 31.
УДК 621.311.2
КНД 27.100; 27.120; 27.140; 27.180

ПРЕДИСЛОВИЕ

Разработано: ОАО “ЛьвовОРГРЭС” и ГДП “ДонОРГРЭС” при участии специалистов Минтопэнерго Украины, ГП НЭК “Укрэнерго”, Государственной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей, НАЭК “Энергоатом” с учётом замечаний и предложений энергокомпаний, тепловых, атомных и гидравлических электростанций, заводов-изготовителей оборудования и других организаций

Внесено: Управлением научно-технической политики и экологии Минтопэнерго Украины

Утверждено: Постановлением Кабинетом Министров Украины № 2002г.

Зарегистрировано: Министерством юстиции Украины № 2002г.

Редакционная комиссия:

П 68 Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила.
Министерство топлива и энергетики Украины, Объединение энергетических предприятий “Отраслевой резервно-инвестиционный фонд развития энергетики”. Издание первое, Львов:

Изложены основные требования к организации и ведению безопасной, надёжной и экономичной эксплуатации тепловых, атомных, гидравлических, ветровых электрических станций, блок-станций, теплоцентралей, станций теплоснабжения, котельных, электрических и тепловых сетей.

Для инженерно-технических работников и рабочих энергетических объектов, энергетических предприятий и организаций любых форм собственности и ведомственной принадлежности, деятельность которых связана с энергетической отраслью.

SBN 0-00000-000-0
Издательство

Перепечатка запрещена
© Министерство топлива и энергетики Украины
© Объединение энергетических предприятий
“Отраслевой резервно-инвестиционный фонд
развития энергетики”
© ОАО “ЛьвовОРГРЭС”, ГДП “ДонОРГРЭС”

Содержание

	С.
Введение	VII
1 Область применения	1
2 Ответственность за несоблюдение Правил	2
3 Нормативные ссылки	4
4 Термины, определения, сокращения	10
4.1 Термины и определения	10
4.2 Сокращения	13
5 Организация эксплуатации	16
5.1 Организационная структура и задачи	16
5.1.1 Организационная структура	16
5.1.2 Задачи	17
5.2 Приемка в эксплуатацию оборудования и сооружений	19
5.2.1 Общие положения	19
5.2.2 Приемка в эксплуатацию АЭС (энергблока АЭС)	23
5.3 Персонал	27
5.3.1 Общие положения	27
5.3.2 Организация работы с персоналом	29
5.3.3 Планирование работы с персоналом	30
5.3.4 Профессиональный отбор и комплектация кадрами	31
5.3.5 Допуск к самостоятельной работе	32
5.3.6 Инструктажи	33
5.3.7 Формирование и поддержание квалификационного уровня	34
5.3.8 Проверка знаний	37
5.4 Техничко-экономические показатели	39
5.4.1 Основные технико-экономические показатели	39
5.4.2 Учет фактических технико-экономических показателей	40
5.4.3 Нормирование технико-экономических показателей	40
5.4.4 Анализ результатов производственной деятельности	41
5.5 Технический контроль, надзор за организацией эксплуатации	42
5.6 Техническое обслуживание, ремонт, модернизация и реконструкция	45
5.6.1 Техническое обслуживание и ремонт	45
5.6.2 Модернизация и реконструкция	49
5.7 Контроль состояния металла	50
5.7.1 Контроль состояния металла на ТЭС	50
5.7.2 Контроль состояния металла на АЭС	59
5.8 Техническая документация	60
5.9 Стандартизация, сертификация, лицензирование и система управления качеством	66
5.9.1 Стандартизация	66
5.9.2 Сертификация	67
5.9.3 Лицензирование	67
5.9.4 Система управления качеством	69
5.10 Обеспечение единства измерений	69
5.11 Автоматизированные системы	74
5.11.1 Общие положения	74
5.11.2 Требования к структуре, функциям и задачам АС	75
5.11.3 Требования к комплексу технических и программных средств	82
5.11.4 Требования к эксплуатации	88
5.12 Охрана труда	93
5.13 Пожарная безопасность	95

	С.
5.14 Системы вентиляции и кондиционирования воздуха	97
5.14.1 Системы вентиляции и кондиционирования воздуха общего назначения	97
5.14.2 Системы вентиляции и удаления газообразных продуктов АЭС	99
5.15 Соблюдение природоохранных требований	100
6 Территория, производственные здания и сооружения	103
6.1 Территория	103
6.2 Производственные здания, сооружения и санитарно-технические устройства ...	105
7 Гидротехнические сооружения, водное хозяйство и техническое водоснабжение электростанций, гидротурбинные установки	108
7.1 Гидротехнические сооружения и их механическое оборудование	108
7.1.1 Гидротехнические сооружения	108
7.1.2 Контроль за состоянием гидротехнических сооружений	111
7.1.3 Механическое оборудование гидротехнических сооружений	114
7.2 Водное хозяйство электростанций, гидрологическое и метеорологическое обеспечение	115
7.2.1 Управление водным режимом	115
7.2.2 Эксплуатация гидротехнических сооружений в морозный период	116
7.2.3 Эксплуатация водохранилищ	117
7.2.4 Гидрологическое и метеорологическое обеспечение	118
7.3 Техническое водоснабжение и обработка циркуляционной воды	120
7.4 Гидротурбинные установки	124
8 Тепломеханическое оборудование электростанций и тепловых сетей	129
8.1 Топливо-транспортное хозяйство	129
8.1.1 Общие положения	129
8.1.2 Твердое топливо	130
8.1.3 Жидкое топливо	132
8.1.4 Особенности приема, хранения и подготовки к сжиганию жидкого топлива газотурбинных установок и дизельгенераторов	134
8.1.5 Газообразное топливо	135
8.2 Пылеприготовление	138
8.3 Паровые и водогрейные котельные установки	142
8.4 Паротурбинные установки	151
8.5 Энергоблоки ТЭС	161
8.6 Газотурбинные установки (автономные и работающие в составе парогазовых установок)	165
8.7 Водоподготовка и водно-химический режим электростанций и тепловых сетей	170
8.7.1 Общие положения	170
8.7.2 Водоподготовка и коррекционная обработка воды	171
8.7.3 Химический контроль	172
8.7.4 Нормы качества пара и воды	173
8.7.5 Защита тепломеханического оборудования от стояночной коррозии	182
8.8 Трубопроводы и арматура	184
8.8.1 Общие положения	184
8.8.2 Трубопроводы и арматура АЭС	188
8.9 Золоулавливание, золошлакоудаление и золошлакоотвалы	190
8.9.1 Золоулавливающие установки	190
8.9.2 Системы золошлакоудаления и золошлакоотвалы	192
8.10 Производственные сточные воды	194
8.11 Теплофикационные установки	196
8.12 Тепловые сети	199

	С.
9 Обеспечение безопасности эксплуатации атомных электростанций	207
9.1 Общие принципы, критерии и требования обеспечения безопасности эксплуатации АЭС	207
9.1.1 Общие положения	207
9.1.2 Система физических барьеров	207
9.1.3 Система технических и организационных мер	208
9.1.4 Культура безопасности	208
9.2 Государственное регулирование безопасности АЭС	208
9.3 Задачи и функции эксплуатирующей организации АЭС	210
9.3.1 Задачи эксплуатирующей организации	210
9.3.2 Функции эксплуатирующей организации	210
9.4 Обеспечение качества	211
9.5 Контроль и инспекции эксплуатирующей организации за обеспечением качества и выполнением требований правил и норм по безопасности АЭС	212
9.6 Выбор площадки размещения АЭС	212
9.7 Проектирование АЭС	213
9.8 Сооружение АЭС	214
9.9 Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций на АЭС	215
9.10 Снятие АЭС (энергблока АЭС) с эксплуатации	217
9.11 Физическая защита АЭС	218
10 Специальное оборудование атомных электростанций	220
10.1 Ядерное топливо. Транспортно-технологические операции	220
10.2 Реакторная установка	222
10.3 Энергблоки АЭС	229
10.4 Ядерная безопасность	231
10.5 Радиационная безопасность	234
10.6 Сбор, хранение, транспортировка и захоронение радиоактивных отходов, дезактивация	236
11 Оборудование ветровых электростанций	239
11.1 Общие положения	239
11.2 Ветровые электроустановки	240
11.3 Метеорологическое обеспечение	242
12 Электрическое оборудование электростанций и сетей	243
12.1 Генераторы и синхронные компенсаторы	243
12.2 Электродвигатели	252
12.3 Силовые трансформаторы и масляные реакторы	255
12.4 Распределительные устройства	259
12.5 Аккумуляторные установки	266
12.6 Конденсаторные установки	270
12.7 Воздушные линии электропередачи	271
12.8 Силовые кабельные линии	276
12.9 Релейная защита и автоматика	282
12.10 Система аварийного электроснабжения АЭС	288
12.11 Заземляющие устройства	291
12.12 Защита от перенапряжений	292
12.13 Освещение	298
12.14 Электролизные установки	300
12.15 Энергетические масла	303
13 Оперативно-диспетчерское управление	309
13.1 Задачи и организация управления	309
13.2 Планирование режима работы	312

	С.
13.3 Управление режимом работы	316
13.4 Управление оборудованием	321
13.5 Предупреждение и ликвидация технологических нарушений	322
13.6 Требования к оперативным схемам	324
13.7 Оперативно-диспетчерский персонал	326
13.8 Переключения в электрических установках	328
13.9 Переключения в тепловых схемах электростанций и тепловых сетей	332
13.10 Автоматизированные системы диспетчерского управления	334
13.11 Средства диспетчерского и технологического управления	336
Приложение А	339

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий документ “Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила” является первым изданием единого нормативного документа в Украине, который устанавливает (регламентирует) основные требования к оборудованию, зданиям, сооружениям субъектов и объектов энергетики разных форм собственности и ведомственной принадлежности, а также к организации и ведению безопасной, надёжной и экономичной их эксплуатации.

Правила разработаны в соответствии с Законами Украины, указами Президента Украины, нормативно-правовыми актами Кабинета Министров Украины, нормативно-правовыми актами по техническим и организационным вопросам функционирования Объединенной энергетической системы Украины, межотраслевыми и отраслевыми нормативными документами, действующими на 01.01.2002 г.

При разработке Правил за основу приняты “Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей” 13-го и 14-го изданий Министерства энергетики и электрификации СССР, кроме того, использованы многочисленные замечания и предложения к этим изданиям объектов и субъектов энергетики, заводов-изготовителей оборудования, проектных, наладочных и других энергетических организаций и предприятий.

Структурное построение Правил выполнено во многом аналогично “Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей” 13-го издания, однако в связи с тем, что настоящие Правила являются едиными для тепловых, атомных, гидравлических, ветровых электрических станций, станций теплоснабжения, теплоцентралей, котельных, электрических и тепловых сетей, то требования большей части разделов (подразделов) распространяются на каждые из них, а требования и условия эксплуатации специфического оборудования и систем изложены в отдельных разделах (подразделах).

В Правилах учтены введенные в Украине новые нормативно-правовые акты, изменения в структуре энергетической отрасли Украины, формах собственности, экономических отношениях между производителями и потребителями энергии и энергоресурсов, нормативной базе энергетики, а также использован опыт эксплуатации оборудования, производственных зданий, сооружений и коммуникаций.

По сравнению с предыдущими изданиями в настоящих Правилах нашли отражение следующие новые подразделы и разделы:

- стандартизация, сертификация, лицензирование, система качества;
- обеспечение единства измерений;
- учёт фактических технико-экономических показателей;
- защита от коррозии тепломеханического оборудования;
- обеспечение безопасности эксплуатации атомных электростанций;
- ветровые электроустановки.

При разработке Правил учтены достижения в области автоматизированных систем управления технологическими процессами, профессиональной подготовки персонала и отражены проявившиеся в последнее время следующие факторы, влияющие на организацию эксплуатации энергетического оборудования:

- классификация твёрдого топлива по физико-химическим свойствам;
- сжигание смеси топлив и топлив ухудшенного качества;
- уточнение норм присосов котлов в зависимости от их конструктивных особенностей;
- снижение величины вращающегося резерва;
- изменение баланса производства электрической энергии тепловых и атомных электростанций;
- исчерпание ресурса работы технологического оборудования и систем управления;

– обеспечение работоспособности основного оборудования энергоблоков при длительном простаивании в резерве или консервации.

В Правилах изложены основные организационные и технические требования к эксплуатации объектов энергетики, неуклонное выполнение которых обеспечит надёжную, экономичную и слаженную работу всех звеньев Объединённой энергетической системы Украины.

Требования к выполнению проектно-поисковых работ по выбору площадок для размещения объектов энергетики, а также требования по проектированию, изготовлению компонентов для объектов энергетики, строительству, монтажу, наладке, диагностике, ремонту, реконструкции, устройству энергоустановок, изложены в настоящих Правилах кратко, поскольку они рассматриваются более подробно в других действующих нормативных документах, которые перечислены в следующих перечнях и указателях:

– ГИД 34.01.101-97 Указатель “Действующие отраслевые руководящие документы по эксплуатации и ремонту электростанций и сетей”;

– Перелік НД ЕО-2002 (Перелік діючих нормативних документів експлуатуючої організації в галузі ядерної енергетики України);

– Реєстр ДНАОП Державний реєстр міжгалузевих і галузевих нормативних актів про охорону праці;

– “Перелік чинних в Україні нормативних документів у галузі будівництва”.

Все предложения и замечания по настоящему изданию Правил просим направлять по адресу: 79011, г. Львов, ул. Тютюнников, 55, ОАО “ЛьвовОРГРЭС”, тел. (0322) 760137, факс 760132, Danko@mail.Lviv.ua

ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ ПРАВИЛА

ТЕХНІЧНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І МЕРЕЖ ПРАВИЛА

| Действует с 01. 01. 2003 г.

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящий документ “Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила” (далее Правила) действует в соответствии с Законами Украины, Указами Президента Украины, нормативно-правовыми актами Кабинета Министров Украины, нормативно-правовыми актами по техническим и организационным вопросам функционирования Объединенной энергетической системы Украины, межотраслевыми и отраслевыми нормативными документами и распространяется на все субъекты и объекты энергетики разных форм собственности.

1.2 Правила устанавливают (регламентируют) основные требования к оборудованию, зданиям, сооружениям тепловых, атомных, гидравлических, ветровых электрических станций, блок-станций, станций теплоснабжения, теплоцентралей, котельных, электрических и тепловых сетей разных форм собственности и ведомственной принадлежности, а также к организации и ведению безопасной, надёжной и экономичной их эксплуатации.

1.3 Правила обязательны для работников всех субъектов и объектов энергетики (энергогенерирующих, электроэнергетических систем, энергопередающих, энергоснабжающих компаний, тепловых электрических станций, теплоцентралей, блок-станций, котельных и станций теплоснабжения, работающих на органическом топливе, атомных электрических станций, гидравлических и ветровых электрических станций, электрических и тепловых сетей); организаций, осуществляющих функции управления, регулирования и инспектирования в энергетике; организаций, выполняющих научно-исследовательские, проектно-конструкторские и проектные работы, строительство объектов энергетики, проводящие изготовление, поставку, монтаж, наладку, испытания, диагностирование, ремонт оборудования и предоставляющие другие услуги объектам и субъектам энергетики независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности.

1.4 Все действующие в энергетической отрасли правовые, руководящие и нормативные документы по вопросам организации эксплуатации, собственно эксплуатации оборудования, коммуникаций, зданий и сооружений объектов энергетики, их местные эксплуатационные и должностные инструкции должны быть приведены в соответствие с требованиями настоящих Правил.

1.5 С вводом настоящих Правил прекращают действие на территории Украины “Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей” 13-го (1977г.) и 14-го (1989г.) изданий Министерства энергетики и электрификации СССР.

2 ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НЕСОБЛЮЖДЕНИЕ ПРАВИЛ

2.1 Знание и соблюдение настоящих Правил в объёме, соответствующем занимаемой должности, обязательно для работников всех субъектов и объектов энергетики, а также работников организаций, осуществляющих функции управления, регулирования и инспектирования в энергетике; организаций, выполняющих научно-исследовательские, проектно-конструкторские и проектные работы, строительство объектов энергетики, проводящих монтаж, наладку, испытания, диагностирование, ремонт оборудования и предоставляющих другие услуги субъектам и объектам энергетики разных форм собственности и ведомственной принадлежности.

2.2 Собственники, руководители и должностные лица субъектов и объектов энергетики должны отвечать за обеспечение потребителей электрической и тепловой энергией нормированного качества в соответствии с договорными обязательствами при соблюдении положений и требований Правил, а также установленных режимов производства, поставки и использования энергии при обеспечении потребителями надлежащего технического состояния электрических, теплоиспользующих установок и тепловых сетей.

2.3 Нарушение Правил, в зависимости от его характера, влечет за собой имущественную, дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством Украины.

За нарушения требований Правил:

- Государственная инспекция по эксплуатации электрических станций и сетей имеет право запрещать работу действующего энергооборудования, вносить предложения о несоответствии работников занимаемым должностям, а также об отстранении оперативного персонала от управления оборудованием и ремонтного персонала от проведения работ;

- Национальная комиссия регулирования электроэнергетики, Государственная инспекция по эксплуатации электрических станций и сетей, Государственная инспекция по энергетическому надзору за режимами потребления электрической и тепловой энергии имеют право применять к субъектам хозяйственной деятельности штрафные санкции в соответствии с действующим законодательством.

2.4 Каждый случай технологического нарушения в работе объекта энергетики (аварийный останов оборудования, брак в ремонте, наладке и др.) должен быть расследован и учтён либо в соответствии с ГКД 34.08.551 “Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений на объектах электроэнергетики и в Объединённой энергетической системе Украины” с дополнением ГКД 341.003.003.002-2000 “Розслідування та облік технологічних порушень на ВЕС”, либо с НД 306.205 “Положение о порядке расследования и учёта нарушений в работе атомных станций”.

Расследование несчастных случаев и аварий, происшедших при эксплуатации энергоустановок должно проводиться в соответствии с требованиями ДНАОП 0.00-4.03 “Положення про порядок розслідування та облік нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві”.

2.5 Руководители всех субъектов и объектов энергетики; организаций, осуществляющих функции управления, регулирования и инспектирования в энергетике; организаций, выполняющих научно-исследовательские, проектно-конструкторские и проектные работы, строительство объектов энергетики, проводящих монтаж, наладку, испытания, диагностику, ремонт оборудования и предоставляющих другие услуги субъектам и объектам энергетики независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности несут личную ответственность за своё решение или распоряжение, принятое в нарушение настоящих Правил, а также за несоблюдение Правил подчинённым персоналом.

2.6 При нарушении Правил, технологических нарушениях (аварийный останов

оборудования, брак в ремонте, наладке и др.), нарушениях, приведших к радиационной аварии или незапланированному переоблучению персонала (для атомных электростанций), а также к пожару или несчастному случаю, персональную ответственность несут:

- работники, непосредственно обслуживающие или ремонтирующие оборудование, здания, сооружения – за каждое нарушение, происшедшее по их вине;

- первые руководители и технические руководители субъектов и объектов энергетики и их заместители - за нарушения, происшедшие на подчинённых им или управляемых ими объектах энергетики;

- оперативный персонал всех технологических звеньев энергопроизводства - за нарушения, допущенные ими или их подчинёнными;

- начальники, их заместители, мастера и инженеры цехов и отделов субъектов и объектов энергетики, ремонтных предприятий, участков и служб электросетей, а также районов тепловых сетей - за нарушения, допущенные ими или их подчинёнными;

- начальники и инженерно-технические работники производственных служб энергокомпаний - за допущенные ими нарушения и за нарушения, происшедшие по вине работников служб на закреплённых за ними участках или оборудовании энергокомпаний;

- руководители, а также инженерно-технические работники проектных, конструкторских, строительных, монтажных, ремонтных, наладочных, исследовательских и других организаций - за нарушения, допущенные ими и их подчинёнными.

2.7 Руководители субъектов и объектов энергетики должны предъявлять в установленном порядке рекламации на все дефекты и случаи повреждения оборудования, зданий и сооружений, происшедшие по вине заводов-изготовителей, проектных, строительных, монтажных, наладочных и ремонтных организаций.

2.8 При повреждении посторонними организациями и частными лицами воздушных и кабельных линий электропередачи и связи, гидротехнических сооружений и их средств измерительной техники, оборудования постов автоматизированной системы контроля радиационной обстановки (посты контроля размещаются в зоне наблюдения на расстоянии до 30 км от атомной электростанции), подземных коммуникаций и оборудования, находящегося на балансе субъектов энергетики, их руководители должны составлять акты о выявленных повреждениях и передавать местным правоохранительным органам для расследования и привлечения виновных к ответственности.

2.9 Охрана объектов энергетики должна обеспечиваться в соответствии с действующим законодательством.

3 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В этом нормативном документе есть ссылки на такие нормативные документы:

- Закон Украины “Об электроэнергетике” от 16.10.1997 № 575/97-ВР;
- Закон Украины “Об использовании ядерной энергии и радиационной безопасности” от 08.02.1995 № 39/95-ВР;
- Закон Украины “Об энергосбережении” от 01.07.1994 № 74/94-ВР;
- Закон Украины “О предпринимательстве” от 07.02.1991 № 698-ХІІ;
- Закон Украины “О лицензировании определённых видов хозяйственной деятельности” от 01.06.2000 №1775-ІІІ;
- Закон Украины “О разрешительной деятельности в сфере использования ядерной энергии” от 11.01.2000 №1370-ХІV;
- Закон Украины “Об охране окружающей среды” от 25.06.1991 № 264-ХІІ;
- Закон Украины “О пожарной безопасности” от 17.12.1993 № 3745-ХІІ;
- Закон Украины “Об охране атмосферного воздуха” от 16.10.1992 № 2702-ХІІ;
- Закон Украины “Об охране труда” от 14.10.1992 №2694-ХІІ;
- Закон Украины “Об отходах” от 05.04.1998 №871/98-ВР;
- Водный Кодекс Украины от 06.06.1995 №214/95-ВР;
- Закон Украины “О метрологии и метрологической деятельности” от 11.02.1998 № 113/98-ВР;
- Закон Украины “О подтверждении соответствия” от 17.05.2001 № 2406-ІІІ;
- Закон Украины “Об аккредитации органов по оценке соответствия” от 17.05.2001 № 2407-ІІІ;
- Закон Украины “О стандартизации” от 17.05.2001 № 2408-ІІІ;
- ГОСТ 8.010-99 Методики выполнения измерений. Основные положения;
- ГОСТ 9.602-89 Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии;
- ГОСТ 687-78Е Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия;
- ГОСТ 981-75 Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления;
- ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение;
- ГОСТ 2874-82 Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством;
- ГОСТ 3619-82 Котлы паровые стационарные. Типы и основные параметры;
- ГОСТ 6709-72 Вода дистиллированная. Технические условия;
- ГОСТ 12450-82 Выключатели переменного тока на номинальное напряжение от 100 до 750 кВ. Технические требования к отключению ненагруженных воздушных линий и методы испытаний;
- ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах энергоснабжения общего назначения;
- ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки;
- ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность;
- ГОСТ 20995-75 Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества питательной воды и пара;
- ГОСТ 24277-91 Установки паротурбинные стационарные для атомных электростанций. Общие технические требования;
- ГОСТ 24278-89Е (СТ СЭВ 3035) Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования;
- ГОСТ 25859-83 Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках;

ГОСТ 27164-86 Аппаратура специального назначения для эксплуатационного контроля вибрации подшипников крупных стационарных агрегатов. Технические требования;

ГОСТ 28269-89 Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования;

ДСТУ ISO 9001-2001 Системы управления качеством. Требования;

ДСТУ 1.1-2001 Государственная система стандартизации. Стандартизация и смежные виды деятельности. Термины и определения основных понятий;

ДСТУ 2462-94 Сертификация. Основные понятия. Термины и определения;

ДСТУ 2681-94 Метрология. Термины и определения;

ДСТУ 2708-99 Метрология. Поверка средств измерения. Организация и порядок проведения;

ДСТУ 2769-94 Руководство по нагрузке силовых сухих трансформаторов;

ДСТУ 3463-96 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов;

ДСТУ 3968-2000 Метрология. Клейма поверочные и калибровочные. Правила изготовления, применения и сохранения;

ДСТУ 3989-2000 Метрология. Калибровка средств измерительной техники. Основные положения, организация, порядок проведения и оформления результатов;

Р 50-060-95 Рекомендации. Метрология. Типовое положение о ведомственных метрологических службах;

Р 50-063-96 Рекомендации. Типовое положение о службах стандартизации;

ПМУ-18-2000 Правила аккредитации на право проведения метрологических работ;

ОСТ 34-70-690-96 Металл паросилового оборудования электростанций. Методы металлографического анализа в условиях эксплуатации;

ОСТ 108.030.47 Котлы водогрейные. Качество сетевой и подпиточной воды;

ОСТ 108.031.08-85 Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды.

Нормы расчёта на прочность. Общие положения по обоснованию толщины стенки;

ОСТ 108.031.09-85 Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды.

Нормы расчёта на прочность. Методы определения толщины стенки;

ОСТ 108.031.10-85 Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды.

Нормы расчета на прочность. Определение коэффициентов прочности;

МХО ИАЭ 38.842.50-84 Метрологическое обеспечение эксплуатации АЭС. Номенклатура основных параметров, подлежащих контролю и нормы точности их измерений;

МХО ИАЭ 38.843.50-87 Метрологическое обеспечение эксплуатации АЭС. Номенклатура основных параметров АЭС и нормы точности их измерений для АЭС с энергоблоками типа ВВЭР;

РД 34.03.103 Положение о ведомственном надзоре за состоянием газового хозяйства тепловых электростанций Минэнерго СССР;

РД 34.03.352 Правила взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива;

РД 34.11.321 Нормы точности измерений технологических параметров тепловых электростанций;

РД 34.17.428-90 Положение о порядке продления срока эксплуатации корпусов ПВД и ПНД свыше 30 лет;

РД 34.17.442-96 Инструкция о порядке продления срока службы барабанов котлов высокого давления;

РД 34.20.405 Правила приемки в эксплуатацию отдельных пусковых комплексов и законченных строительством электростанций, объектов электрических и тепловых сетей;

РД 34.20.509 Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 1. Кабельные линии напряжением до 35 кВ;

РД 34.20.509 Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 2. Кабельные линии напряжением 110 - 500 кВ;

РД 34.21.501 Типовая инструкция по эксплуатации механического оборудования гидротехнических сооружений;

РД 34.22.502 Правила эксплуатации заиляемых водохранилищ малой и средней емкости;

РД 34.26.105 Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов;

РД 34.30.310 Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин;

РД 34.40.504 Методические указания по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации;

РД 34.46.302-89 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов;

РД 34.48.151 Нормы технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем;

РД 53.025.002-88 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования атомных станций;

РД 53.025.016-89 Положение о порядке вывода оборудования в ремонт и ввода его в эксплуатацию после ремонта на атомных станциях;

РД 53-34.020.340-98 Методические указания по контролю за состоянием металлических напорных трубопроводов гидроэлектростанций;

ПУЭ Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополненное. Москва, Энергоатомиздат, 1985”, утвержденные Минэнерго СССР 04.07.84;

ГКД 34.03.101-94 Безопасность гидротехнических сооружений электростанций Украины. Положение об отраслевой системе надзора;

ГКД 34.08.551-99 Инструкция о расследовании и учете технологических нарушений на объектах электроэнергетики и в объединённой энергетической системе Украины;

ГКД 34.09.102-95 Жидкое топливо на электростанциях. Методика инвентаризации;

ГКД 34.09.102-96 Стационарные электростанции, которые выводятся в резерв. Консервация оборудования. Методика;

ГКД 34.17.401-95 Контроль и продление срока службы металла оборудования тепловых электростанций. Типовая инструкция. Часть 1. Котлы, турбины и трубопроводы с давлением 9 МПа и выше;

ГКД 34.17.404-94 Техническое диагностирование и продление эксплуатации оборудования тепловых электростанций. Деаэраторы с давлением среды 0,6 МПа и выше;

ГКД 34.20.502-97 Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище;

ГКД 34.20.503-97 Методические указания по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-20 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов напряжением 6-20 кВ;

ГКД 34.20.504 Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ;

ГКД 34.20.661-95 Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд, електростанцій та мереж Міненерго України

ГКД 34.20.801-01 Инструкция по служебному расследованию, первичному учету пожаров, которые произошли на объектах Минтопэнерго Украины;

ГКД 34.21.522-96 Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для сохранения жидкого топлива и воды. Строительные конструкции. Инструкция по эксплуатации;

ГКД 34.21.661-96 Перелік робіт з технічного обслуговування електричних мереж напругою 220-750 кВ і норми періодичності їх капітального ремонту;

ГКД 34.23.501-93 Мазутные хозяйства тепловых электростанций. Инструкция по эксплуатации;

ГКД 34.25.301-96 Котлы, турбины и трубопроводы ТЭС. Положение о входном контроле металла теплоэнергетического оборудования с давлением 9 МПа и выше;

ГКД 34.35.101-95 Требования к оборудованию энергетических блоков мощностью 300 МВт и выше, определяемые их условиями автоматизации;

ГКД 34.35.506-97 Типовые технические требования к станционному уровню АСУ ТП ТЭС;

ГКД 34.35.507-96 Оперативные переключения в электроустановках. Правила выполнения;

ГКД 34.42.401-96 Установки для очищения производственных сточных вод тепловых электростанций. Методика пуска и наладки;

ГКД 34.43.101-97 Приёмка, применение и эксплуатация трансформаторных масел. Методические указания;

ГКД 34.47.501-95 Руководящие указания по предотвращению феррорезонанса в распределительных устройствах 110-500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, содержащими емкостные делители напряжения;

ГКД 34.51.101-96 Инструкция по выбору изоляции электроустановок;

ГНД 95.1.06.02.001-97 Теплоноситель первого контура ядерных энергетических реакторов типа ВВЭР-1000. Технические требования к качеству. Способы обеспечения;

ГНД 95.1.06.02.002-2001 Водно-химический режим второго контура атомных электростанций с реакторами типа ВВЭР. Технические требования к качеству рабочей среды. Способы обеспечения;

НД 306.203-95 Положение о лицензировании персонала АЭС Украины;

НД 306.205-96 Положение о порядке расследования и учете нарушений в работе атомных станций;

Перечень должностей персонала для эксплуатации ядерных установок, на подготовку которого необходима лицензия Главной государственной инспекции по надзору за ядерной безопасностью Минэкобезопасности, (Постановление Кабинета Министров Украины от 22 мая 1996 года № 551);

НП 306.1.02/1-034-2000 Общие положения обеспечения безопасности атомных станций;

НП 306.4.06.050-2001 (ПБ ПРМ-2001) Правила ядерной и радиационной безопасности при транспортировке радиоактивных материалов;

НП 306.4.07.016 Правила ведения учета и контроля ядерных материалов на установке;

НП 306.5.02/3.017-99 Требования к программе обеспечения качества на всех этапах жизненного цикла ядерных установок;

НП 306.5.02/3.035-2000 Требования по ядерной и радиационной безопасности к информационным и управляющим системам, важным для безопасности;

ПНАЭ Г-1-004-87 Типовое содержание технического обоснования безопасности атомной станции;

ПНАЭ Г-1-024-90 Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций;

ПНАЭ Г-5-006-872/1-21 Нормы проектирования сейсмостойкости атомных станций;

ПНАЭ Г-7-002-87 Нормы расчёта на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок;

ПНАЭ Г-7-008-89 Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок;

ПНАЭ Г-9-026-90 Общие положения по устройству и эксплуатации систем

аварийного электроснабжения атомных станций;

ПНАЭ Г-9-027-91 Правила проектирования систем аварийного электроснабжения атомных станций;

ПНАЭ Г-14-029-91 Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах атомной энергетики;

СППНАЭ-87 Руководство по выбору пункта строительства атомных станций;

Правила (временные) приемки в эксплуатацию законченных строительством энергоблоков атомных станций, утверждённые ГКА Украины 20.07.94 г. №192;

НРБУ-97 Державні гігієнічні нормативи. Норми радіаційної безпеки України;

ДНАОП 0.00-1.07-94 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;

ДНАОП 0.00-1.11-98 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;

ДНАОП 0.00-1.13-71 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов;

ДНАОП 0.00-1.20-98. Правила безпеки систем газопостачання України;

ДНАОП 0.00-4.03-2001 Положення про порядок розслідування та облік нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві;

ДНАОП 0.00-4.12-99 Типовое положение об обучении по вопросам охраны труда;

ДНАОП 0.00-4.15-98 Положение о разработке инструкций по охране труда;

ДНАОП 0.00-8.03-93 Порядок опрацювання і затвердження власником нормативних актів про охорону праці, що діють на підприємстві;

ДНАОП 0.01-1.01-95 Правила пожарной безопасности в Украине;

ДНАОП 0.03-1.56-73 Правила безопасной транспортировки радиоактивных веществ ПБТРВ-73;

ДНАОП 0.03-1.72-87 Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений;

ДНАОП 0.03-1.73-79 Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций;

ДНАОП 0.03-1.76-89 Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций;

ДНАОП 0.03-3.01-71 Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий;

ДНАОП 0.03-3.24-97 Норми радіаційної безпеки України;

ДНАОП 0.03-4.02-89 Положение о медицинском осмотре работников определенных категорий;

ДНАОП 0.04-1.01-74 Правила ядерной безопасности атомных электростанций;

ДНАОП 0.04-1.10-83 Основные правила безопасности и физической защиты при перевозке ядерных материалов ОПБЗ-83;

ДНАОП 1.1.10-1.02-01 Правила безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж;

ДНАОП 1.1.10-1.07-01 Правила експлуатації електрозахисних засобів;

ДНАОП 1.1.10-5.05-86 Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования;

НАОП 1.1.23-1.18-80 Правила технической эксплуатации систем газоснабжения Украинской ССР;

ДБН А.2.2-3-97 Состав, порядок разработки, согласования и утверждения проектной документации для строительства;

ДБН А.3.1-3-94 Управление, организация и технология. Приёмка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения;

ДБН В.2.5.-20-2001. Газоснабжение. Инженерное оборудование зданий и сооружений. Внешние сети и сооружения;

СНиП 2.01.01-82 Строительная климатология и геофизика;
СНиП 2.04.01 Внутренний водопровод и канализация зданий;
СНиП 2.04.07-86 Тепловые сети;
СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов.
Основные положения;
СНиП 3.03.01 Несущие и ограждающие конструкции;
РТМ 24.038.08-72 Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность;
РТМ 24.038.11-72 Расчет прочности трубопроводов энергоустановок для условий нестационарных температурных режимов;
НАПБ 05.024-2000 Типовая инструкция по эксплуатации автоматических установок пожарной сигнализации на предприятиях Минтопэнерго Украины;
НАПБ 05.025-2000 Типовая инструкция по эксплуатации автоматических установок водяного пожаротушения;
НАПБ 05.027-2000 Инструкция по тушению пожаров на энергетических предприятиях Минтопэнерго Украины;
НАПБ Б.02.005-94 Типовое положение о специальном обучении, инструктажах и проверке знаний по вопросам пожарной безопасности на предприятиях, в учреждениях и в организациях Украины (приказ МВД от 22.06.95 №400);
НАПБ В.01.034-99 Правила пожарной безопасности в компаниях, на предприятиях и в организациях энергетической отрасли Украины;
НАПБ В.05.018-85/111 Инструкция о мерах пожарной безопасности при выполнении сварочных работ и других огневых работ на энергообъектах Минэнерго Украины;
П 34-70-005-85 Положение об оценке ресурса, порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа;
ТИ 34-70-062-87 Типовая инструкция по эксплуатации газового хозяйства тепловых электростанций, сжигающих природный газ;
Типова інструкція по експлуатації газового господарства ТЕС, працюючих на природному газі. Міненерго України;
Державні санітарні норми і правила при виконанні робіт в невиконаних електроустановках напругою до 750 кВ включно. Затв. Наказом Мінохорони здоров'я №198 від 09.07.1997р.;
Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности;
Руководство по техническому обслуживанию резервных дизельных электрических станций АС;
Правила приемки в эксплуатацию из монтажа и наладки систем управления технологическими процессами;
ПНАЭ Г-14-029 Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах атомной энергетики;
Положение о техническом диагностировании энергетического оборудования предприятий Министерства промышленной политики Украины, утвержденное Министерством промышленной политики Украины 29.11.1999г;
Типовое положение об обучении (инструктаже) и проверке знаний по вопросам пожарной безопасности на предприятиях, в учреждениях и в организациях Украины, введенное в действие приказом Министерства внутренних дел Украины от 17.11.94 №628;
Типовое положение о специальном обучении, инструктажах и проверке знаний по вопросам пожарной безопасности на предприятиях, в учреждениях и в организациях Украины, введенное в действие приказом Министерства внутренних дел Украины от 22.06.95 №400.

4 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

4.1 Термины и определения

В настоящих Правилах приведенные ниже термины используются в таких значениях.

Аварийная ситуация – потенциально опасное состояние объекта, характеризующееся нарушением пределов и (или) условий безопасной эксплуатации и не перешедшее в аварию.

Автоматическое безинерционное включение выключателя-отключателя – это включение шунтирующего реактора через пробой искрового промежутка «шар – игла» из-за перенапряжения в сети.

Асинхронизированный синхронный генератор – неявнополюсный синхронный генератор с продольно-поперечным возбуждением, у которого обмотки индуктора присоединяются к регулировочному преобразователю частоты.

Асинхронный режим генератора – режим работы синхронного генератора, при котором его синхронный электромагнитный момент меньше вращательного момента турбины, вследствие чего частота вращения турбоагрегата выше синхронной.

Базовый режим работы электростанции (энергоблока, агрегата) – режим работы электростанции (энергоблока, агрегата) с практически постоянной мощностью в течение установленного интервала времени.

Ветровая электрическая станция – группа ветровых электроустановок, оборудования и сооружений, расположенная на одной территории, функционально связанная между собой и составляющая единый комплекс для производства электроэнергии.

Ветровая электроустановка – ветровая установка, преобразующая кинетическую энергию ветра в электрическую.

Водно-химический режим – совокупность мероприятий, регламентирующих соответствующее качество рабочих сред с целью обеспечения надежной и экономичной эксплуатации оборудования, контактирующего с ними.

Водопользование – пользование водами (водными объектами) для обеспечения промышленности, сельского хозяйства, населения и др. Различают общее водопользование (без применения сооружений или специальных технических устройств) и водопользование с применением сооружений или устройств.

Выброс аварийный – выброс загрязняющих веществ, произошедший вследствие нарушения технологического режима работы оборудования, правил хранения материалов, работы систем контроля и регулирования и (или) в случае повреждения элементов оборудования, возникновения пожара, взрыва, приведший к превышению предельно-допустимых значений выбросов.

Глухозаземленная нейтраль – нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например через трансформаторы тока).

Изолированная нейтраль – нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление.

Испытательный режим – режим работы оборудования по специальным заявкам и программам с целью определения (проверки) соответствия его технических характеристик требованиям НД, инструкциям завода-изготовителя и проектной документации.

Источник теплоснабжения – объект энергетики, обобщенное понятие источников тепловой энергии, к которым относятся теплоцентраль, станция теплоснабжения, паровая и водогрейная котельные.

Класс напряжения электрооборудования – номинальное междуфазное напряжение электрической сети, для работы в которой предназначено электрооборудование.

Конденсаторные установки – установки напряжением 6 кВ и выше, частотой 50 Гц, предназначенные для выработки реактивной мощности и регулирования напряжения.

Консервация энергетического оборудования – комплекс мероприятий по защите от коррозии и сохранению работоспособного состояния основного и вспомогательного оборудования во время пребывания в оперативном состоянии резерва или консервации.

Консервация – оперативное состояние исправного оборудования, с полным отключением (остановом) и выводом из работы на длительное время из-за отсутствия необходимости его использования в данное время, но с возможностью последующего его включения в работу при необходимости (после его подготовки, проверки и опробования).

Марка угля – условное обозначение разновидностей угля, близких по генетическим признакам и основным физико-химическим характеристикам.

Номинальная скорость ветра – скорость ветра, при которой ветровая электроустановка развивает номинальную мощность.

Парковый ресурс - минимальная расчётная или гарантируемая изготовителем безаварийная наработка однотипных деталей (узлов) оборудования при проектных параметрах и соблюдении требований нормативных документов и инструкций по эксплуатации.

Индивидуальный парковый ресурс – парковый ресурс конкретных деталей (узлов) оборудования, рассчитанный с учетом их фактических размеров по усредненным или эквивалентным параметрам среды за весь срок эксплуатации до времени выполнения расчёта.

Пусковой комплекс энергообъекта – совокупность объектов основного производственного и обслуживающего назначения, ремонтного и транспортного хозяйства, инженерных коммуникаций, связи, очистных сооружений и др., определенных генеральным проектировщиком для выработки электрической и/или тепловой энергии.

Рабочая мощность электростанции – располагаемая мощность электростанции, за вычетом мощности оборудования, выведенного в ремонт (резерв).

Располагаемая мощность электростанции (энергоблока) – установленная мощность генерирующей электростанции (энергоблока), за вычетом ограничения её (его) мощности.

Сертификация – процедура, посредством которой третья сторона дает письменную гарантию, что продукция, процесс или услуга соответствует заданным требованиям.

Сеть с компенсацией емкостных токов – электрическая сеть с заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Система управления качеством – система управления, которая направляет и контролирует деятельность организации для выполнения требований к качеству продукции (процессов, услуг).

Скорость ветра выключения – максимальная скорость ветра, при которой ветровая электроустановка прекращает выработку электроэнергии во избежание ее повреждения.

Собственное восстанавливающееся напряжение – восстанавливающееся напряжение, которое определяется только схемой и параметрами электрической цепи без учета влияния совокупности факторов, которые влияют на переходной процесс, в том числе и сопротивления дугового промежутка (восстанавливающееся напряжение – напряжение, которое возникает на полюсах выключателя непосредственно после гашения дуги и состоит из напряжения промышленной частоты (напряжения возвращения) и свободной составляющей, которая в зависимости от схемы и параметров электрической цепи, может быть одночастотной, многочастотной и апериодической).

Стандартизация – деятельность, которая заключается в установлении положений для всеобщего и многократного применения в отношении реально существующих или

потенциальных задач с целью достижения оптимальной степени упорядочения в определенной области.

Станция теплоснабжения – комплекс установок (паровых, водогрейных и пароводогрейных котлов и теплообменников), являющихся источником теплоснабжения.

Температурный график тепловой сети – значения температуры горячей воды после источника теплоснабжения на входе в тепловую сеть и после её возвращения от потребителей, зависящий от климатических условий.

Тепловая сеть – совокупность оборудования (насосы, трубопроводы, арматура, средства измерительной техники и автоматика), при помощи которого подается от источника тепла нагретый теплоноситель потребителям и возвращается после частичного использования тепла (охлаждения) к источнику тепла.

Вращающийся резерв мощности ОЭС Украины – разность между суммарной максимально допустимой (по условиям возможной длительно допустимой перегрузки оборудования, существующих ограничений по мощности, сохранения устойчивости) мощностью генерирующих агрегатов, подключенных к электрической сети ОЭС Украины, и суммарной мощностью, генерируемой ими в ОЭС Украины в установленный момент времени.

Оборудование, находящееся в резерве, - отключенное по заявке или команде (согласованию) диспетчера оборудование, готовое к включению по команде диспетчера.

Оборудование, находящееся под напряжением, - подключенное коммутационными аппаратами к источнику напряжения оборудование, не находящееся в работе (силовой трансформатор на холостом ходу, линия электропередачи, подключенная со стороны питающей подстанции и т.д.).

Теплоцентраль – энергопредприятие, в состав которого входят котельные с паровыми и (или) водогрейными котлами, теплообменниками, являющимися источником теплоснабжения.

Технологическое нарушение – повреждение энергетического оборудования и сооружений, нарушение их работоспособности, нарушение нормального режима работы или надежности энергообъекта, электрических и тепловых сетей, что приводит к останову или снижению их мощности. Технологические нарушения подразделяются на отказы и аварии.

Топливо высоковлажное – твердое топливо с высоким содержанием влаги, приведенная (на 1000 ккал/кг) влага которого более 8 %.

Топливо высокозольное – твердое топливо с высоким содержанием золы и различных горных примесей, приведенная (на 1000 ккал/кг) зольность которого более 10%.

Топливо низкосортное – твердое топливо, характеризующееся высокой зольностью и/или влажностью с низшей теплотой сгорания менее 3500 ккал/кг (15 МДж/кг).

Эксплуатация оборудования – стадия жизненного цикла оборудования от момента введения его в работу до вывода из работы, на протяжении которой поддерживается и восстанавливается его работоспособность. Эксплуатация оборудования включает четыре оперативных состояния: работа, резерв, ремонт, консервация.

Энергетическая характеристика – совокупность зависимостей технико-экономических показателей работы основного оборудования в абсолютных или относительных величинах при оптимальных режимах, принятой тепловой схеме, фиксированных значениях внешних факторов с учётом состояния оборудования. Отображает реально - возможную экономичность работы оборудования.

Энергообъект (энергопредприятие) – электрические станции, источники теплоснабжения, электрические и тепловые сети, осуществляющие производство, преобразование, передачу и снабжение электрической и/или тепловой энергией.

4.2 Сокращения

АБ	- аккумуляторная батарея
АВР	- автоматическое включение резерва
АЗ	- аварийная защита
АБП	- агрегат бесперебойного питания
АПВ	- автоматическое повторное включение
АРВ	- автоматический регулятор возбуждения
АРМ	- автоматический регулятор мощности
АРЧМ	- автоматическое регулирование частоты и мощности
АС	- автоматизированные системы
АСДК	- автоматизированная система диспетчерского контроля
АСДУ	- автоматизированная система диспетчерского управления
АСКРО	- автоматизированная система контроля радиационной обстановки
АСУ	- автоматизированная система управления
АСУ ТП	- автоматизированная система управления технологическим процессом
АСУП	- автоматизированная система управления производством
АЧР	- автоматическая частотная разгрузка
АШ	- антрацитовый штыб
АЭС	- атомная электрическая станция
БВ	- бассейн выдержки
БОВ	- блок осушки воздуха
БОУ	- блочная обессоливающая установка
БЩУ	- блочный щит управления
ВЛ	- воздушная линия электропередачи
ВОЛС	- волоконно-оптическая линия связи
ВПЧ	- военизированная пожарная часть
ВСН	- временные строительные нормы
ВЭС	- ветровая электростанция
ВЭУ	- ветровая электроустановка
ГАЭС	- гидроаккумулирующая электрическая станция
ГЗЗ	- главная запорная задвижка
ГЗШУ	- гидрозолошлакоудаление
ГЗУ	- гидрозолоудаление
ГО	- гражданская оборона
ГРП	- газорегулирующий пункт
ГТУ	- газотурбинная установка
ГЦК	- главный циркуляционный контур
ГЦН	- главный циркуляционный насос
ГЩУ	- главный щит управления
ГЭС	- гидравлическая электрическая станция
Ж/К	- журнал/карта
Ж/КДНО	- журнал/карта дефектов и неполадок оборудования
ЖР	- журнал распоряжений
ЖРО	- жидкие радиоактивные отходы
ЗРУ	- закрытое распределительное устройство
ИИС	- информационно-измерительная система
ИУС	- информационные управляющие системы
ИСУ	- избирательная система управления
ИТ	- источник теплоснабжения
КИА	- контрольно-измерительная аппаратура
КРУ	- комплектное распределительное устройство
КРУЭ	- комплектное распределительное устройство элегазовое
КСА	- комплекс средств автоматизации

КТС	- комплекс технических средств
КУ	- карта уставок
МКУ	- минимальный контролируемый уровень
МПА	- механизм перегрузки аварийный
МВИ	- методика выполнения измерений
НАЭК	- Национальная атомная энергетическая компания
НД	- нормативный документ
НИР	- научно-исследовательские работы
НЭК	- Национальная энергетическая компания
ОВБ	- оперативно-выездная бригада
ОДГ	- оперативная диспетчерская группа
ОЖ	- оперативный журнал
ОРУ	- открытое распределительное устройство
ОЭДФК	- оксиэтилидендифосфоновая кислота
ОЭС	- объединенная энергетическая система
ПА	- противоаварийная автоматика
ПБВ	- переключатель без возбуждения, устройство
ПВД	- подогреватель высокого давления
ПДВ	- предельно допустимые выбросы
ПДД	- предельно-допустимые дозы
ПДК	- предельно-допустимая концентрация
ПЗУ	- пневмозолоудаление
ПНД	- подогреватель низкого давления
ПНР	- пусконаладочные работы
ПОК	- программа обеспечения качества
ПОТ	- Правила охраны труда
ППБ	- Правила пожарной безопасности
ПРБ	- Правила радиационной безопасности
ПТПП	- пункт тренажерной подготовки персонала
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
РВП	- регенеративный воздухоподогреватель
РЗА	- релейная защита и автоматика
РПН	- регулятор напряжения под нагрузкой, устройство
РОУ	- редуционно-охладительная установка
РУ	- реакторная установка; распределительное устройство электрическое
РЩ	- релейный щит
РЩУ	- резервный щит управления
САОН	- специальная автоматика отключения нагрузки
САЭ	- система аварийного электроснабжения
СДТУ	- средства диспетчерского технологического управления
СДЧС	- система действий в чрезвычайных ситуациях
СИЗ	- средства индивидуальной защиты
СИТ	- средства измерительной техники
СН	- собственные нужды
СНиП	- строительные нормы и правила
СПЧС	- система предупреждения чрезвычайных ситуаций
СУЗ	- система управления и защит
ТАИ	- тепловая автоматика и измерения
ТВС	- тепловыделяющая сборка
ТВЭЛ	- тепловыделяющий элемент
ТОБ	- техническое обоснование безопасности
ТРО	- твердые радиоактивные отходы

ТТР	- температура точки росы
ТЭО	- технико-экономическое обоснование
ТЭП	- технико-экономические показатели
ТЭС	- тепловая электрическая станция
ТЭЦ	- тепловая электроцентраль
УТП	- учебно-тренировочный пункт
УТЦ	- учебно-тренировочный центр
ФГУ	- функциональное групповое управление
ХЖО	- хранилище жидких отходов
ЦВД	- цилиндр высокого давления
ЦДС	- центральная диспетчерская служба
ЦНД	- цилиндр низкого давления
ЦСД	- цилиндр среднего давления
ЦТАИ	- цех тепловой автоматики и измерений
ЦЩУ	- центральный щит управления
ЧАПВ	- частотное автоматическое повторное включения
ЭГП	- электрогидравлический преобразователь
ЭТК	- экспертно-техническая комиссия
ЭТЛ	- электротехническая лаборатория
ЯР	- ядерный реактор
ЯТ	- ядерное топливо
ЯУ	- ядерная установка

5 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

5.1 Организационная структура и задачи

5.1.1 Организационная структура

5.1.1.1 Головным (ведущим) органом в системе центральных органов исполнительной власти по вопросам обеспечения реализации государственной политики в энергетическом, ядерно-промышленном, угольно-промышленном и нефтегазовом комплексах (топливно-энергетическом комплексе) является Министерство топлива и энергетики Украины (Минтопэнерго Украины).

5.1.1.2 Правовые, экономические и организационные основы деятельности в энергетике и регулирование отношений, связанных с производством, передачей, поставкой и использованием энергии, обеспечением энергетической безопасности Украины, конкуренцией и защитой прав потребителей и работников отрасли, определяет Закон Украины “Об электроэнергетике”.

5.1.1.3 Технологическая структура энергетической отрасли (энергопроизводства) независимо от форм собственности образуется (создаётся) субъектами и объектами энергетики по функциональному принципу производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии.

5.1.1.4 Совокупность субъектов и объектов энергетики, объединенных общим режимом производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при централизованном диспетчерском (оперативно-технологическом) управлении этим режимом, образуют объединенную энергетическую систему (ОЭС) Украины.

5.1.1.5 Технологическими звеньями энергопроизводства являются:

– Государственное предприятие Национальная энергетическая компания (НЭК) “Укрэнерго” с входящими в его состав электроэнергетическими системами (ЭЭС) и магистральными электрическими сетями (МЭС);

– энергогенерирующие компании с входящими в их состав тепловыми, атомными, гидравлическими, и ветровыми электростанциями (ТЭС, АЭС, ГЭС, ВЭС);

– энергоснабжающие компании с входящими в их состав электростанциями;

– теплоцентрали (ТЭЦ);

– магистральные тепловые сети, с подключенными к ним станциями теплоснабжения, теплоцентралями, котельными - источниками теплоснабжения (ИТ).

К технологическим звеньям энергетической отрасли относятся также (в качестве структурных подразделений или самостоятельных энергопредприятий) проектные, строительные, монтажные, наладочные, ремонтные и другие специализированные организации любой формы собственности и ведомственной принадлежности, связанные с энергопроизводством.

5.1.1.6 Оперативно-технологические взаимоотношения между технологическими звеньями энергопроизводства определяются типовыми положениями, утверждёнными в установленном порядке.

5.1.1.7 Контроль за соблюдением надёжности, безопасности и эффективности энергопроизводства, а также за соблюдением Законов Украины, стандартов, норм, правил, нормативных документов (НД), относящихся к энергетической отрасли, осуществляют Государственная инспекция по эксплуатации электрических станций и сетей, Главная государственная инспекция по надзору за ядерной и радиационной безопасностью, Государственная инспекция по энергетическому надзору за режимами потребления электрической и тепловой энергии, Управление по надзору в энергетике Госнадзорохрантруда, органы, контролирующие пожарную безопасность, радиационную безопасность, экологию, водные ресурсы, санитарную.

5.1.1.8 Функционирование эффективных механизмов оптового рынка электроэнергии (покупка, оптовое снабжение электроэнергией, ценообразование) обеспечивает Государственное предприятие “Энергорынок” с участием Национальной

комиссии регулирования энергетики.

5.1.1.9 Организацию эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики (электроавтоматики, противоаварийной и режимной автоматики), в дальнейшем устройства РЗА, всех субъектов и объектов энергетики, независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности, осуществляют службы РЗА, электролаборатории (ЭТЛ) или другие структурные формирования, входящие в состав субъектов энергетики, в дальнейшем службы РЗА, имеющие трехуровневую оперативную подчиненность:

а) первый уровень- служба РЗА НЭК “Укрэнерго”, организующая эксплуатацию устройств РЗА основной сети Украины и связей с энергообъединениями соседних государств, находящихся в оперативном управлении и ведении диспетчера НЭК “Укрэнерго”;

б) второй уровень – службы РЗА региональных ЭЭС НЭК “Укрэнерго”, организующие эксплуатацию устройств РЗА:

– электрической сети 220 кВ и выше своего региона, находящиеся в управлении и ведении диспетчеров региональных ЭЭС НЭК “Укрэнерго”;

– кольцевых связей 110-154 кВ;

– главной схемы атомных, тепловых и гидравлических электростанций;

в) третий уровень – службы РЗА энергокомпаний, сетевых предприятий, электростанций, организующие эксплуатацию устройств РЗА распределительных сетей, атомных, тепловых, гидравлических, ветровых электростанций и блок-станций.

Основные функции, распределение обязанностей, организация взаимодействия и функциональные взаимоотношения служб РЗА всех уровней регламентируются положениями о службах РЗА этих уровней, которые должны быть разработаны на основании типовых положений и согласованы службами РЗА вышестоящего уровня.

5.1.1.10 Разграничение функций и обязанностей по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций между производственными подразделениями должно осуществляться в соответствии с положениями о подразделениях энергообъекта, энергопредприятия, утвержденными руководством энергообъекта, энергопредприятия.

5.1.1.11 На каждом энергообъекте, энергопредприятии, в соответствии с положением о подразделениях, приказом руководителя должны быть установлены границы обслуживания оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций между производственными подразделениями (цехами, участками, лабораториями, службами).

5.1.1.12 Общее оперативно–технологическое управление энергообъектом осуществляется начальником смены энергообъекта, оперативное обслуживание оборудования - дежурным персоналом цехов, служб, лабораторий по принадлежности.

5.1.2 Задачи

5.1.2.1 Минтопэнерго Украины, Национальная комиссия регулирования электроэнергетики для надёжного функционирования ОЭС Украины и её элементов обеспечивают разработку и реализацию программ развития и надёжного функционирования энергетической отрасли, осуществляя контроль за целевым использованием средств, заложенных в тарифы на электроэнергию для обеспечения надёжной эксплуатации энергетического оборудования и развития отрасли, и способствуя внедрению механизмов стимулирования энергокомпаний и энергопредприятий по реновации оборудования и проведения планово-предупредительных ремонтов в объёмах и с периодичностью, обеспечивающих нормальное функционирование оборудования.

Минтопэнерго Украины проводит техническую политику по неукоснительному выполнению всеми субъектами энергетики требований технической эксплуатации электрических сетей, энергетического оборудования объектов, подключенных к ОЭС Украины, организывает при этом разработку нормативно-правовых актов, определяет необходимость пересмотра, разработки и выпуска новых НД с указанием источников

финансирования и организаций-разработчиков НД, устанавливает порядок пересмотра перечня и отраслевого классификатора нормативной базы действующих НД, обеспечивая оперативную разработку и издание циркуляров и решений.

С целью недопущения развала (особой системной аварии) ОЭС Украины определяет организации по разработке критериев и пределов надёжной и безопасной эксплуатации оборудования, условий устойчивости ОЭС и её элементов, организуя контроль за их выполнением.

Утверждает перечень требований к элементам ОЭС Украины в части обеспечения живучести энергообъектов в случае особой системной аварии, а также создания неснижаемого запаса твёрдого (жидкого) топлива на ТЭС и ТЭЦ для исключения размораживания в зимний период.

5.1.2.2 Руководство энергокомпании (акционерного общества), энергообъекта (энергопредприятия), входящих в ОЭС Украины, независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности, должно организовать:

а) генерирование в соответствии с диспетчерским графиком, передачу и снабжение потребителей электрической и тепловой энергией нормированного качества при соблюдении критериев надёжной, безопасной и стабильной работы ОЭС Украины, в том числе при её параллельной работе с энергетическими системами других государств;

б) соблюдение договорных обязательств энергоснабжения потребителей;

в) эффективную работу энергообъектов (энергопредприятий) путем повышения производительности и культуры труда, снижения себестоимости электрической и тепловой энергии, эффективности использования установленной мощности оборудования, осуществления мероприятий по повышению эффективности топливоиспользования, использованию вторичных энергоресурсов на базе энергосберегающих и безотходных технологий;

г) надёжную, безопасную и безаварийную эксплуатацию оборудования, зданий, сооружений, линий электропередач, систем контроля, средств диспетчерского и технологического управления;

д) обновление основных производственных фондов энергообъектов (энергопредприятий) путем технического перевооружения, реконструкции, модернизации оборудования, проведения ремонтно-восстановительных работ;

е) внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных методов энергопроизводства;

ж) использование строго по назначению задекларированных перед Государственным предприятием “Энергорынок” и полученных от продажи электроэнергии средств для реализации мероприятий, указанных в перечислениях д) и е);

и) первичную подготовку, поддержание и повышение квалификации персонала в специализированных организациях, в учебно-тренировочных центрах (УТЦ), учебно-тренировочных пунктах (УТП) и на тренажерах;

к) диспетчерское (оперативно-технологическое) управление энергопроизводством, а также транзитными подстанциями, не находящимися на балансе энергокомпаний, но связанных с электросетями энергокомпаний;

л) технический надзор за эксплуатацией блок-станций, электросетей и подключенных к магистральным тепловым сетям ИТ других ведомств;

м) надзор за рациональным и эффективным использованием электроэнергии и тепла, за техническим состоянием электрических и теплоиспользующих установок потребителей, соблюдением предприятиями и учреждениями установленных им лимитов потребления энергии;

н) соблюдение требований государственных и отраслевых нормативных актов и документов.

5.1.2.3 Основной задачей централизованного диспетчерского (оперативно-технологического) управления является оперативное управление ОЭС Украины с

обеспечением надёжной, устойчивой и стабильной её работы, при соблюдении требований энергетической безопасности, и снабжение электрической энергией потребителей.

5.1.2.4 Основной задачей и обязанностями работников ТЭС, АЭС, ГЭС, ВЭС, ТЭЦ, ИТ, электрических и тепловых сетей, по принадлежности, является:

- производство, преобразование, распределение и отпуск электрической и тепловой энергии потребителям;
- обеспечение качества отпускаемой электрической и тепловой энергии, регламентированного НД;
- поддержание оборудования и сооружений в состоянии эксплуатационной работоспособности и готовности;
- обеспечение максимальной надёжности энергопроизводства и экономичности, регламентированной энергетическими характеристиками оборудования;
- обеспечение эффективного топливоиспользования с применением энергосберегающих технологий;
- соблюдение требований промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования, зданий и сооружений;
- выполнение санитарно-гигиенических требований и требований охраны и безопасности труда;
- соблюдение требований природоохранных НД и законов Украины по защите и снижению вредного влияния энергопроизводства на людей и окружающую среду;
- соблюдение и повышение культуры эксплуатации;
- использование достижений научно-технического прогресса в целях повышения эффективности энергопроизводства, безопасности, а также улучшения экологического состояния энергообъектов (энергопредприятий);
- соблюдение оперативно-диспетчерской дисциплины.

Кроме того, для работников эксплуатирующей организации и работников АЭС, а также работников предприятий и организаций, предоставляющих услуги АЭС по проектированию, строительству, монтажу, наладке, исследованиям, испытаниям, ремонтам является обязательным соблюдение пределов и условий безопасной эксплуатации систем и оборудования, правил ядерной и радиационной безопасности, норм радиационной безопасности.

5.1.2.5 Работники субъектов и объектов энергетики в пределах своих обязанностей должны ясно представлять себе особенности и специфику энергопроизводства, соблюдать производственную и технологическую дисциплину, выполнять настоящие Правила, требования НД, инструкций по эксплуатации оборудования, зданий, сооружений, а также технологических регламентов безопасной эксплуатации энергоблоков и общих положений обеспечения безопасности (для АЭС).

5.2 Приемка в эксплуатацию оборудования и сооружений

5.2.1 Общие положения

5.2.1.1 Полностью законченные строительством ТЭС, АЭС, ГЭС, ВЭС, ИТ, объекты электрических и тепловых сетей, а также в зависимости от сложности энергообъекта - их очереди и пусковые комплексы, должны быть приняты в эксплуатацию в соответствии с действующими нормативными документами: ДБН А.3.1-3 “Управління, організація і технологія. Прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об’єктів. Основні положення”, РД 34.20.405 “Правила приемки в эксплуатацию отдельных пусковых комплексов и законченных строительством электростанций, объектов электрических и тепловых сетей” и правилами приемки в эксплуатацию электрических сетей напряжением от 0,38 до 110 (154) кВ. Требования этих НД распространяется также на приёмку в эксплуатацию энергообъектов после расширения, реконструкции, технического перевооружения.

5.2.1.2 Приемка в эксплуатацию ТЭС, АЭС, ГЭС, ВЭС, их очередей и других энергообъектов осуществляется Государственными приемочными комиссиями или Государственными техническими комиссиями (для объектов негосударственной формы собственности) в объеме пускового комплекса, представленного Генеральным проектировщиком.

Государственные приемочные комиссии назначаются Кабинетом Министров Украины, Минтопэнерго Украины или нижестоящими органами управления в зависимости от значения и сметной стоимости пускового объекта и источников финансирования строительства, а для ВЭС, при необходимости, создание комиссии согласуется с межотраслевым координационным советом по вопросам строительства ВЭС.

5.2.1.3 Пусковой комплекс должен включать в себя часть полного проектного объема энергообъекта, состоящую из совокупности сооружений и объектов, отнесенных к определенным энергоустановкам либо энергообъекту в целом на завершающем этапе строительства (без привязки к конкретным энергоустановкам), обеспечивающую нормальную эксплуатацию при заданных параметрах. В его состав должно входить: оборудование (в том числе оборудование для сохранения собственных нужд ТЭС и подъему с “нуля”), сооружения, здания (или их части) основного производственного, подсобно-производственного, вспомогательного, бытового, транспортного, ремонтного и складского назначения, средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ), средства связи, инженерные коммуникации, очистные сооружения, благоустроенная территория, пункты питания, медпункты.

Пусковой комплекс должен обеспечить:

- производство и отпуск электрической энергии и/или тепла потребителям;
- проведение в необходимых объемах технического обслуживания и ремонта оборудования и систем (в соответствии с требованиями НД);
- нормативные санитарно-бытовые условия и безопасность работников;
- пожарную безопасность;
- защиту от загрязнения окружающей среды;
- пропуск судов и рыбы через судопропускные и рыбопропускные устройства на ГЭС.

Пусковой комплекс разрабатывается и представляется Генеральным проектировщиком в установленные сроки, согласовывается с Заказчиком и Генеральным подрядчиком по строительству, а пусковой комплекс системного и межсистемного значения согласовывается с соответствующей диспетчерской службой НЭК “Укрэнерго” и утверждается в установленном порядке.

5.2.1.4 Во время монтажа оборудования, строительства зданий и сооружений должны быть проведены промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе скрытых работ.

5.2.1.5 Перед приемкой в эксплуатацию энергообъекта (пускового комплекса) должны быть проведены:

- индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания отдельных систем;
- пробный пуск основного и вспомогательного оборудования;
- комплексное опробование оборудования;

5.2.1.6 Индивидуальные и функциональные испытания оборудования и отдельных систем должны быть обеспечены Генеральным подрядчиком по строительству с привлечением пусконаладочных организаций и персонала Заказчика по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу. Перед индивидуальными и функциональными испытаниями должно быть проверено выполнение: требований и положений настоящих Правил, Государственных строительных норм, стандартов, норм технологического проектирования, правил государственного

регулирования и надзора, правил устройства электроустановок, правил охраны труда и промышленной санитарии, правил взрыво- и пожаробезопасности, указаний заводоизготовителей, инструкций по монтажу оборудования и т.п.

Началом пусконаладочных работ по электротехническому оборудованию считается приём напряжения в системы энергоснабжения оборудования и проверка устройств и узлов оборудования. За 30 дней до приёма напряжения в системы энергоснабжения оборудования должен быть установлен эксплуатационный режим и обслуживание оперативным эксплуатационным персоналом.

5.2.1.7 Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до начала комплексного опробования.

5.2.1.8 Пробные пуски энергетического оборудования до комплексного опробования должны быть проведены Генподрядчиком под непосредственным контролем Заказчика.

При пробном пуске должны быть:

- проверены работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации;

- проверены и настроены все системы контроля и управления, в том числе автоматические регуляторы, не требующие режимной наладки, защиты и блокировки, устройства сигнализации и средства измерительной техники (СИТ);

- проверена готовность оборудования к комплексному опробованию.

Перед пробным пуском должны быть подготовлены условия для надежной и безопасной эксплуатации энергообъекта:

- укомплектован, обучен (с проверкой знаний) эксплуатационный и ремонтный персонал, разработаны эксплуатационные инструкции и оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности;

- подготовлены запасы топлива, воды, материалов, инструмента и запасных частей;

- введены в действие СДТУ с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции и кондиционирования;

- смонтированы и налажены системы контроля и управления;

- опробованы очистные сооружения, предусмотренные проектом, включая очистку дымовых газов;

- подготовлено оборудование для сохранения собственных нужд ТЭС и подъему с «нуля»;

- получены разрешения на эксплуатацию энергообъекта от контролирующих и надзорных органов.

5.2.1.9 Комплексное опробование оборудования (пускового комплекса) ТЭС, ГЭС, ВЭС, ИТ должен проводить Заказчик с привлечением представителей строительных, монтажных и наладочных организаций. При комплексном опробовании должна быть проверена совместная работа основных агрегатов и всего вспомогательного оборудования под нагрузкой.

Началом комплексного опробования энергоустановки считается момент включения ее в сеть или под нагрузку.

Запрещается комплексное опробование по схемам, не предусмотренным проектом, а также без очистных сооружений, предусмотренных проектом, включая очистку дымовых газов.

При комплексном опробовании должны быть включены предусмотренные проектом СИТ, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматическое регулирование, не требующие режимной наладки.

5.2.1.10 Комплексное опробование оборудования ТЭС, ГЭС, ВЭС, ИТ считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 ч на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами

пара для ТЭС и ИТ; проектной температурой продуктов сгорания - для газотурбинных установок (ГТУ); проектных напоре и расходе воды для ГЭС; скорости ветра для ВЭС и одновременной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

В электрических сетях комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы под нагрузкой оборудования подстанций в течение 72 ч, а линий электропередачи - в течение 24 ч.

В тепловых сетях комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы оборудования под нагрузкой в течение 24 ч с номинальным давлением, предусмотренным проектом.

Для турбин, оснащенных системой автоматического пуска и останова, обязательным условием комплексного опробования является, кроме того, успешное проведение автоматических пусков и остановов:

- для ТЭС, АЭС, ГЭС – не менее трех;
- для ГТУ – не менее десяти;
- для ВЭС - не менее пяти.

Для ВЭС должна быть проверена система управления ветровыми электроустановками (ВЭУ) и защиты от повышения частоты вращения в случае отключения ВЭУ от сети, а также при исчезновении напряжения питания собственных нужд.

5.2.1.11 Если комплексное опробование не может быть проведено на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара для ТЭС и ИТ, (проектной температурой продуктов сгорания - для ГТУ); проектных напоре и расходе воды для ГЭС; скорости ветра для ВЭС или если нагрузка для подстанции и линий электропередачи или параметры теплоносителя для тепловых сетей не могут быть достигнуты по каким-либо причинам, не связанным с невыполнением работ, предусмотренных пусковым комплексом, - решение провести комплексное опробование на резервном топливе, а также параметры и нагрузки устанавливаются Государственной приемочной комиссией или комиссией, назначаемой руководителем энергообъекта и оговариваются в акте приемки в эксплуатацию пускового комплекса.

5.2.1.12 Для подготовки энергообъекта (пускового комплекса) государственной собственности к предъявлению Государственной приемочной комиссии Заказчиком должна быть назначена рабочая комиссия, которая принимает по акту оборудование после проведения его индивидуальных испытаний и пробного пуска основного и вспомогательного оборудования (энергоблока) для комплексного опробования. С момента подписания этого акта Заказчик несет ответственность за сохранность оборудования.

Рабочая комиссия должна принять по акту оборудование после комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок, а также составить акт о готовности законченных строительством зданий и сооружений для предъявления его Государственной приемочной комиссии.

В случае необходимости рабочими комиссиями должны быть образованы специализированные подкомиссии (строительная, котельная, турбинная, гидротехническая, по очистным сооружениям, электротехническая, по системам контроля и управления и другие).

Подкомиссии должны составить письменное заключение о состоянии соответствующей их профилю части объекта и готовности ее к комплексному опробованию оборудования и приемке в эксплуатацию, которое должно быть утверждено рабочей комиссией.

5.2.1.13 При приемке оборудования, зданий и сооружений Генеральная подрядная строительная организация должна представить рабочей комиссии документацию в объеме, предусмотренном действующими государственными строительными нормами и отраслевыми правилами приёмки.

5.2.1.14 Контроль за устранением дефектов и недоделок, выявленных рабочей комиссией, должен осуществлять Заказчик, принимающий энергообъект у подрядчика.

5.2.1.15 Приемка в эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений с дефектами и недоделками запрещается.

После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок Государственная приемочная комиссия должна оформить акт приемки в эксплуатацию оборудования со зданиями и сооружениями, относящимися к нему. Государственная приемочная комиссия устанавливает продолжительность периода освоения серийного оборудования, во время которого должны быть окончены необходимые испытания, наладочные и доводочные работы и обеспечена эксплуатация оборудования с проектными показателями. Длительность периода освоения не должна превышать срока, указанного в действующих нормах длительности освоения проектных мощностей. Для головных образцов оборудования срок освоения устанавливается Минтопэнерго Украины в соответствии с координационным планом работ на доведение, наладку и освоение этого оборудования.

5.2.1.16 Заказчик должен представить Государственной приемочной комиссии документацию, подготовленную рабочей комиссией в объеме, предусмотренном действующими государственными строительными нормами и отраслевыми правилами приёмки.

Все документы должны быть занесены в общий каталог, а в отдельных папках с документами должны быть заверенные описи этих документов. Документы должны храниться в техническом архиве заказчика вместе с документами, составленными Государственной приемочной комиссией.

5.2.1.17 Законченные строительством отдельные здания, сооружения и электротехнические устройства, встроенные или пристроенные помещения производственного, подсобно-производственного и вспомогательного назначения с смонтированным в них оборудованием, средствами управления и связи, входящие в состав энергообъекта, принимаются в эксплуатацию рабочими комиссиями по мере их готовности до приемки пускового комплекса для предъявления их Государственной приемочной комиссии.

5.2.1.18 Пилотные ВЭС принимаются в опытную эксплуатацию Государственной приемочной комиссией, если они прошли приемочные испытания и готовы к проведению эксплуатационных испытаний для определения их фактических технико-экономических показателей.

Опытные (экспериментальные), опытно-промышленные энерготехнологические установки подлежат приемке в эксплуатацию Государственной приемочной комиссией, если они подготовлены к проведению опытов или выпуску продукции, предусмотренной проектом.

5.2.1.19 Подводная часть всех гидротехнических сооружений (с закладными деталями, трубопроводами, контрольно-измерительной аппаратурой и оборудованием), а также судопропускных и рыбопропускных устройств должна быть выполнена в объеме пускового комплекса и принята рабочей комиссией до их затопления.

Окончательная их приемка в полном проектом объеме должна быть произведена при приемке в эксплуатацию энергообъекта в целом. Разрешение на затопление котлована и перекрытие русла рек (для ГЭС) дает Государственная приемочная комиссия или комиссия, специально назначенная Минтопэнерго Украины.

5.2.1.20 Приемка гидротехнических сооружений ТЭС и АЭС должна проводиться в соответствии с требованиями правил приемки в эксплуатацию ГЭС.

5.2.1.21 Датой ввода объекта в эксплуатацию считается дата подписания акта Государственной приемочной комиссией.

5.2.2 Приемка в эксплуатацию АЭС (энергоблока АЭС)

5.2.2.1 Новые и расширяемые АЭС, их отдельные очереди, пусковые комплексы и энергоблоки принимаются в эксплуатацию в порядке, установленном действующими нормами и правилами “Правила (временные) приемки в эксплуатацию законченных строительством энергоблоков атомных станций”.

5.2.2.2 Пусковой комплекс АЭС должен включать в себя совокупность оборудования, сооружений с требованиями, приведенными в 5.2.1.3, включать дополнительные объекты и требования, связанные со спецификой эксплуатации АЭС и обеспечением ядерной и радиационной безопасности в соответствии с действующими НД:

- системы ядерной и радиационной безопасности;
- радиационную безопасность персонала и населения;
- хранилища радиоактивных отходов;
- учебно-тренировочные пункты или учебно-тренировочные центры.

5.2.2.3 Пусковой комплекс АЭС должен обеспечить основные требования, приведенные в 5.2.1.3, и дополнительные требования, связанные с обеспечением радиационной безопасности в соответствии с действующими в атомной энергетике НД.

5.2.2.4 Энергоблоки АЭС принимаются в эксплуатацию Государственной приемочной комиссией в два этапа: в опытно-промышленную эксплуатацию и промышленную эксплуатацию.

Приемка в опытно-промышленную эксплуатацию производится при условии устойчивой работы энергоблока в течение 72 ч на уровне тепловой мощности не менее 50 % от номинальной. Опытно-промышленная эксплуатация осуществляется в течение времени, необходимого для освоения проектной мощности и проведения в полном объеме испытаний по программе энергетического пуска.

Приемка в промышленную эксплуатацию производится после завершения опытно-промышленной эксплуатации и проведения комплексного опробования на номинальной мощности.

5.2.2.5 Общее руководство, контроль и координацию работ по вводу энергоблока АЭС (пускового комплекса) в эксплуатацию должна осуществлять эксплуатирующая организация АЭС с участием Генерального проектировщика, Главного конструктора реакторной установки (РУ), Научного руководителя.

5.2.2.6 Соблюдение требований безопасности при вводе энергоблока АЭС (пускового комплекса) в эксплуатацию должна обеспечить администрация АЭС.

5.2.2.7 Эксплуатирующая организация в целях безопасного и качественного выполнения работ по вводу энергоблока АЭС (пускового комплекса) в эксплуатацию должна разработать и утвердить “Программу ввода энергоблока АЭС в эксплуатацию” и “Программу обеспечения качества работ при вводе энергоблока АЭС в эксплуатацию”, согласованные органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности.

Эти программы должны содержать требования к полноте и последовательности испытаний оборудования, систем и энергоблока в целом, комплексу организационных и технических мероприятий, необходимых для выполнения работ, связанных с введением энергоблока (пускового комплекса) в эксплуатацию в соответствии с требованиями НД, в том числе правил и норм ядерной и радиационной безопасности.

5.2.2.8 Организации и предприятия для выполнения работ по вводу энергоблока (пускового комплекса) АЭС в эксплуатацию должны иметь разрешения на право ведения работ в атомной энергетике, полученные в установленном порядке.

5.2.2.9 Перед приемкой в промышленную эксплуатацию энергоблока (пускового комплекса) АЭС в порядке, установленном правилами и нормами, в соответствии с “Программой ввода энергоблока АЭС в эксплуатацию”, должны быть проведены:

- предпусковые наладочные работы, которые начинаются с принятия напряжения в системе энергоснабжения энергоблока АЭС по проектной схеме и заканчиваются готовностью энергоблока АЭС к физическому пуску;

- физический пуск, который начинается с загрузки ядерного топлива (ЯТ) в реактор и заканчивается необходимыми экспериментами по программе физического пуска;
- энергетический пуск, включающий опытную эксплуатацию, предусматривает комплексное опробование и прием в промышленную эксплуатацию, т.е. поэтапное увеличение мощности энергоблока с проведением необходимых испытаний оборудования и систем для подтверждения проектных параметров.

Количество и содержание этапов (подэтапов) должно быть обосновано в проекте. Для каждого этапа должна быть разработана и утверждена в установленном порядке программа.

5.2.2.10 Для оперативного и научно-технического руководства пуском энергоблока на период с начала проведения пусконаладочных работ до окончания испытаний на этапе освоения номинальной мощности создается группа руководства пуском, включая Научного руководителя, под общим руководством технического руководителя АЭС, в состав которой входят представители предприятий и организаций, осуществляющих пусконаладочные работы, научно-технический и авторский надзор.

5.2.2.11 В процессе выполнения работ по вводу энергоблока АЭС (пускового комплекса) в эксплуатацию должны быть подтверждены с документальным оформлением проектные характеристики оборудования и систем, а также уточнены технологические ограничения, пределы и условия безопасной эксплуатации.

5.2.2.12 Испытания оборудования и систем АЭС должны проводиться по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу.

5.2.2.13 Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков АЭС, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до начала следующего этапа.

Если выявленные дефекты (недоделки) приводят к нарушению требований действующих НД по безопасности в атомной энергетике, то оборудование системы или энергоблок АЭС должны быть переведены в безопасное состояние до устранения выявленных дефектов и недоделок.

5.2.2.14 Приемка оборудования и систем АЭС к проведению предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков, включая комплексное опробование и приём энергоблока (пускового комплекса) в эксплуатацию, проводятся рабочими комиссиями, назначенными в установленном порядке.

В случае необходимости рабочие комиссии могут образовывать специализированные подкомиссии (строительную, реакторную, турбинную, гидротехническую, электрическую, по системам контроля и управления и другие). Подкомиссии должны составить заключение о состоянии соответствующей их профилю части объекта и готовности его к предпусковым наладочным работам, физическому и энергетическому пускам, а также комплексному опробованию и приему в эксплуатацию энергоблока АЭС (пускового комплекса), которые должны быть утверждены рабочей комиссией.

5.2.2.15 Решение о проведении предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков, включая комплексное опробование, прием энергоблока АЭС (пускового комплекса) в эксплуатацию принимает Государственная приемочная комиссия на основании актов рабочих комиссий, при наличии разрешений органов государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности.

Работы на каждом этапе (подэтапе) ввода энергоблока (пускового комплекса) в эксплуатацию должны начинаться при полной готовности зданий, сооружений (помещений), оборудования и систем энергоблока к конкретному этапу (подэтапу), успешном выполнении всех работ предшествующего этапа (подэтапа). Завершение работ каждого этапа (подэтапа) должно сопровождаться анализом результатов испытаний, проводимых на данном этапе (подэтапе) с оформлением актов рабочими комиссиями.

5.2.2.16 Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации энергоблока АЭС (пускового комплекса) перед физическим пуском должен быть:

- укомплектован и обучен (с проверкой знаний) оперативный и ремонтный персонал (персонал, который непосредственно осуществляет управление РУ, должен иметь лицензию на осуществление этой деятельности);
- разработаны эксплуатационные инструкции, оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности;
- подготовлены запасы топлива, материалов, запасные части, средства технического обслуживания и ремонта оборудования и систем;
- введены в действие СДТУ с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, радиационного контроля и управления, защит, вентиляции и т.п.;
- подготовлены устройства переработки и хранения радиоактивных отходов;
- получены разрешения на поэтапное проведение пуско-наладочных работ от органов государственного регулирования безопасности Украины.

При энергетическом пуске должны быть проверены: работоспособность оборудования (установок) и технологических схем, безопасность их эксплуатации, при проектных параметрах проведена проверка и настройка всех систем контроля и управления, в том числе автоматические регуляторы, устройства защит и блокировки, устройства сигнализации и СИТ.

5.2.2.17 Комплексное опробование энергоблока АЭС (пускового комплекса) должно осуществляться эксплуатирующей организацией АЭС при оперативном управлении персоналом АЭС.

Комплексное опробование оборудования по непроектным схемам запрещается.

При комплексном опробовании должны быть включены предусмотренные проектом СИТ, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты, автоматические регуляторы, автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП).

При комплексном опробовании должна быть проверена совместная работа систем основного и вспомогательного оборудования под нагрузкой.

Комплексное опробование энергоблока (пускового комплекса) считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 15 суток при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования по проектной схеме на номинальной или близкой к ней мощности энергоблока в базовом режиме.

5.2.2.18 После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов Государственная приемочная комиссия проводит приемку оборудования с относящимися к нему зданиями и сооружениями с оформлением соответствующего акта. Государственной приемочной комиссией устанавливается длительность периода освоения оборудования, во время которого должны быть закончены необходимые испытания, наладочные и доводочные работы и обеспечена эксплуатация оборудования с проектными показателями. Длительность периода освоения не должна превышать сроки, указанные в действующих НД. Для головных образцов оборудования срок освоения устанавливается в соответствии с планом работ по доводке, наладке и освоению этого оборудования.

5.2.2.19 При приемке оборудования, зданий и сооружений Заказчик представляет Государственной приемочной комиссии документацию в объеме, предусмотренном государственными строительными нормами и другими НД, действующими в атомной энергетике.

5.2.2.20 Приемка энергоблока АЭС (пускового комплекса) в промышленную эксплуатацию Государственной приемочной комиссией должна проводиться только после опытно-промышленной эксплуатации и завершения в полном объеме необходимых испытаний, результаты которых подтверждают, что оборудование и системы выполнены и функционируют в соответствии с требованиями проекта, а также после проведения

комплексного опробования энергоблока АЭС (пускового комплекса) на номинальной мощности в базовом режиме.

5.2.2.21 Промышленная эксплуатация энергоблока АЭС (пускового комплекса) допускается только при наличии разрешения органов государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности, оформленного в установленном порядке.

5.3 Персонал

5.3.1 Общие положения

5.3.1.1 Персонал энергообъекта – это работники предприятий, организаций, учреждений электроэнергетики, которые выполняют работы, связанные с эксплуатацией энергетических установок.

5.3.1.2 В соответствии с действующим законодательством Украины, одним из принципов государственной политики в электроэнергетике, в т.ч. связанной с использованием ядерной энергии, является обеспечение кадров высокой квалификации. При этом законодательством установлено распределение прав, обязанностей и ответственности органов государственной власти, объектов электроэнергетики и персонала по реализации этого принципа.

5.3.1.3 Функции государственного управления по созданию, планированию и координации функционирования системы подготовки кадров в электроэнергетике осуществляет Минтопэнерго Украины.

5.3.1.4 Энергообъекты всех форм собственности обязаны обеспечить комплектацию рабочих мест высококвалифицированными кадрами и постоянно повышать их квалификацию.

Подбор персонала и обеспечение необходимого уровня его квалификации для действий в условиях нормальной эксплуатации, нарушений нормальной эксплуатации, включая аварийные ситуации и аварии, являются одним из условий обеспечения энергетической безопасности энергообъектов.

У всех организаций и лиц, работающих в энергетике, должна формироваться культура энергетической безопасности путем:

проведения необходимого подбора, учебы и подготовки персонала в каждой сфере деятельности, влияющей на энергетическую безопасность;

установление и строгого соблюдения дисциплины, при четком распределении персональной ответственности руководителей и исполнителей;

разработки и строгого соблюдения инструкций по выполнению работ и их периодическое обновление с учетом накопленного опыта.

5.3.1.5 Работники, обеспечивающие производственные процессы в электроэнергетике, обязаны проходить специальную подготовку, переподготовку, повышение квалификации и проверку знаний (аттестацию), а для отдельных видов деятельности и должностей также и лицензирование. Допуск к работе работников электроэнергетики, которые не прошли специальной подготовки и проверки знаний (аттестации), а для отдельных должностей и лицензирования запрещается.

Перечень таких специальностей и должностей утверждается Минтопэнерго Украины.

Все лица, занятые в деятельности, что влияет на энергетическую безопасность, должны знать о характере и мере влияния их деятельности на энергетическую безопасность. Они должны полностью осознавать те последствия, к которым может привести не соблюдение или не четкое соблюдение инструкций, норм и правил технической эксплуатации, ядерной и радиационной безопасности.

5.3.1.6 Функции государственного регулирования и надзора осуществляют органы государственной власти, образованные Кабинетом Министров Украины. Зона влияния государственного регулирования распространяется на такие виды деятельности у сфере персонала:

- подготовка персонала для эксплуатации энергетических установок, перечень

должностей которых определяет Кабинет Министров Украины;

- выполнение отдельных видов деятельности персоналом и должностными лицами, перечень которых устанавливает Кабинет Министров Украины.

При этом, на осуществления деятельности в сфере персонала выдаются такие виды разрешений:

- лицензии на подготовку персонала для эксплуатации ядерной установки;

- лицензии персоналу и должностным лицам на выполнение отдельных видов деятельности.

5.3.1.7 Настоящие Правила устанавливают требования, предъявляемые к различным категориям работников при их приеме и допуске к самостоятельной работе, а также к объему и формам ведения работы с ними в процессе трудовой деятельности, исходя из необходимости обеспечения требуемого уровня технической эксплуатации оборудования энергообъектов.

5.3.1.8 Специфические требования к работе с персоналом (в том числе к организации обучения, проверке знаний и лицензированию), допускаемым к выполнению работ на объектах, подконтрольных соответствующим органам государственного регулирования и надзора (Государственный комитет ядерного регулирования, Госнадзорхрантруда, Минобразования, МВД, Минздрав и др.), устанавливаются НД этих органов или НД Минтопэнерго Украины. Основные из них следующие:

а) порядок и типовые программы подготовки работников, включенных в “Перечень должностей персонала для эксплуатации ядерных установок, на подготовку которого необходима лицензия Главной государственной инспекции по надзору за ядерной безопасностью Минэнергобезопасности”, должны быть согласованы с Государственным комитетом ядерного регулирования;

б) допуск к самостоятельной работе персонала, осуществляющего управление ядерной энергетической установкой должен выполняться в соответствии с НД 306.203 “Положение о лицензировании персонала АЭС Украины”.

в) порядок и виды обучения, а также формы и сроки проверки знаний по вопросам охраны труда работников энергообъектов определены ДНАОП 0.00-4.12. “Типовое положение об обучении по вопросам охраны труда”.

г) порядок и виды обучения, а также формы и сроки проверки знаний по вопросам пожарной безопасности работников энергообъектов определены «Типовым положением об обучении (инструктаже) и проверке знаний по вопросам пожарной безопасности на предприятиях, в учреждениях и в организациях Украины», введенным в действие приказом Министерства внутренних дел Украины от 17.11.94 №628 и «Типовым положением о специальном обучении, инструктажах и проверке знаний по вопросам пожарной безопасности на предприятиях, в учреждениях и в организациях Украины», введенным в действие приказом Министерства внутренних дел Украины от 22.06.95 №400.

5.3.1.9 На основании настоящих Правил и НД органов государственного регулирования и надзора должны быть составлены отраслевые Положения о работе с персоналом, учитывающие особенности каждой подотрасли энергетики (тепловой, атомной и др.).

5.3.1.10 На основании отраслевых Положений, на каждом энергообъекте должен быть составлен и утвержден руководителем, осуществляющим управление имуществом этого энергообъекта, «План мероприятий по работе с персоналом». Этот План должен учитывать производственные особенности объекта и каждого рабочего места, их характеристики с точки зрения обеспечения эксплуатации оборудования, охраны труда, ядерной, радиационной и пожарной безопасности.

В Планах должны конкретизироваться объем и порядок работы с персоналом, а также указаны подразделения и должностные лица, ответственные за проведение всех указанных ниже видов работ с персоналом.

План должен содержать перечень должностей специалистов и рабочих, указаны обязательные формы и периодичность работы по каждой должности, в том числе учебу в специализированных тренажерных и учебных заведениях.

В случаях, когда это предусмотрено действующим законодательством или НД, указанный план должен быть согласован с соответствующими органами государственного регулирования и надзора.

5.3.2 Организация работы с персоналом

5.3.2.1 На энергообъектах должна проводиться постоянная работа с персоналом, т.е. совокупность мероприятий по отбору персонала, его обучению, инструктажам, проверки знаний, восстановления и повышения квалификации, формированию и поддержанию у него квалификационного уровня, культуры безопасности, работоспособности и мотивации к постоянной готовности выполнять свои профессиональные функции.

Работа с персоналом должна иметь непрерывный, многоуровневый и системный характер. При этом одним из основных принципов этой работы должен быть постоянный контроль за уровнем подготовки каждого работника, планирование и проведение работы с ним, исходя из этого уровня.

Достижению поставленной цели должна способствовать также система оплаты труда работников энергообъекта.

Затраты времени на проведение установленных настоящими Правилами обязательных форм работы с персоналом, включаются в баланс рабочего времени работника.

5.3.2.2 Работа с персоналом должна рассматриваться как таковая, что имеет решающее значение для обеспечения безопасной, надежной и экономической работы энергообъекта, бесперебойного и качественного энергоснабжения потребителей. Результатом этой работы должна быть постоянная готовность каждого работника к выполнению своих обязанностей и закрепление за энергообъектом квалифицированного персонала.

Для достижения указанных результатов работы с персоналом, в соответствии с действующим законодательством, устанавливается следующее распределение обязанностей между собственником энергообъекта или уполномоченным им органом (лицом) и работником:

- собственник обязан обеспечить в каждом структурном подразделении и на каждом рабочем месте функционирование системы работы с персоналом в соответствии с настоящими Правилами и другими НД, а также обеспечить соблюдение прав работника, гарантированных действующим законодательством;

- работник обязан знать требования должностных инструкций и других НД к объему знаний и умений по занимаемой должности, придерживаться обязательств по выполнению индивидуальных (коллективных) программ работы с персоналом, проходить медицинские осмотры и сотрудничать с собственником в части организации проведения и улучшения работы с персоналом.

5.3.2.3 Работа с персоналом является одним из основных направлений деятельности руководителей энергообъекта и структурных подразделений, которые обязаны её организовывать, регулярно проводить и систематически контролировать в соответствии с настоящими Правилами и другими НД.

Ответственность за состояние работы с персоналом на энергообъекте несет руководитель, осуществляющий управление имуществом этого энергообъекта. Он должен формировать стратегию работы с персоналом, организовать и контролировать её реализацию, создать и постоянно развивать учебно-тренировочную базу, создать условия стимулирования повышения квалификации и закрепления персонала.

Непосредственное руководство работой с персоналом, процессом подготовки, поддержания и повышения квалификации персонала должен осуществлять технический руководитель энергообъекта. Он отвечает за разработку и реализацию организационных и технических мероприятий по работе с персоналом.

Персональная ответственность других должностных лиц за работу с персоналом определяется их должностными инструкциями и распорядительными документами руководства энергообъекта.

Энергообъекты и другие организации электроэнергетики должны проводить работу по вовлечению и профессиональной ориентации молодежи и других социально-демографических групп населения для работы в отрасли.

Уровень организации и эффективность работы с персоналом на энергообъектах должны систематически оцениваться вышестоящими организациями, включая Минтопэнерго Украины и намечаться мероприятия по ее улучшению.

5.3.2.4 Для обеспечения работы с персоналом на энергообъектах должны функционировать:

- техническая библиотека, укомплектованная специальной технической литературой и программными учебными пособиями, содержащими необходимую информацию об эксплуатируемом оборудовании, режимах его работы и эксплуатации – на каждом энергообъекте;

- компьютерные классы, оснащенные компьютерными обучающими системами – на каждом энергообъекте;

- кабинеты охраны труда и пожарной безопасности (допускается их объединение) – на каждом энергообъекте;

- пункты тренажерной подготовки персонала – на каждой АЭС обязательно, на других электростанциях, предприятиях электрических и тепловых сетей и в региональных диспетчерских пунктах – по возможности;

- уголки охраны труда – в территориально отдаленных подразделениях энергообъектов или в небольших энергообъектах.

К обучению персонала должны привлекаться высококвалифицированные специалисты.

Кроме того, подготовка и переподготовка персонала должна осуществляться в отраслевых или независимых, в том числе частных, учебно-тренировочных центрах, учебно-курсовых комбинатах и других специализированных учебных заведениях. Эти заведения должны быть укомплектованы соответствующим инструкторским персоналом, оснащены нормативной, учебной и методической документацией, а также техническими средствами обучения и соответственно аттестованы.

5.3.2.5 Устанавливаются следующие обязательные формы работы с персоналом:

- профессиональный отбор и комплектация энергообъектов кадрами;
- профессиональная подготовка персонала;
- поддержание и повышение квалификации;
- аттестация и лицензирование;
- обучение персонала и другая работа по охране труда и пожарной безопасности;
- проверка знаний настоящих Правил, норм, стандартов, инструкций по технической эксплуатации, охране труда, промышленной и пожарной безопасности;

- инструктажи;

- контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки;

- проведение медицинских осмотров;

- работа с резервом, молодыми специалистами, студентами и др.;

- коллективные формы работы.

В соответствии с действующим законодательством, все обязательные формы работы с персоналом проводятся за счет собственников объектов электроэнергетики, а время необходимое на их проведение включается в баланс рабочего времени работников.

5.3.3 Планирование работы с персоналом

5.3.3.1 Работа с персоналом организуется и проводится по утвержденным техническим руководителем энергообъекта или начальником структурного подразделения планам:

- на энергообъектах - многолетним или годовым;
- в структурных подразделениях энергообъекта - кварталным или месячным.

Планы должны содержать мероприятия по всем направлениям работы с персоналом, составляться и утверждаться до начала планируемого времени.

5.3.3.2 По окончании года должны составляться годовые отчеты о работе с персоналом которые, кроме информации о выполнении плановых и внеплановых мероприятий, должны содержать выводы и предложения по улучшению этой работы в последующие периоды.

На основании полученных от государственных энергообъектов годовых отчетов о работе с персоналом, производится оценка состояния работы с персоналом в отрасли. Результаты этой оценки, а также выводы и мероприятия по улучшению этой работы в последующие периоды оформляются организационно-распорядительным документом Минтопэнерго Украины.

5.3.4 Профессиональный отбор и комплектация кадрами

5.3.4.1 В процессе приема на работу должен осуществляться отбор и комплектация рабочих мест и должностей энергообъекта работниками требуемого уровня профессиональной квалификации и состояния здоровья, или способными достигнуть этого уровня квалификации в процессе существующей системы подготовки и повышения квалификации персонала.

5.3.4.2 Для работы на энергообъектах принимаются лица, имеющие специальное образование или прошедшие подготовку в объеме требований положения о профессиональном обучении кадров на производстве.

5.3.4.3 В процессе оформления трудового соглашения проводится собеседование с целью определения базовых знаний и умений лица, принимаемого на работу. В результате этого собеседования должен быть установлен уровень общего и специального образования, уровень квалификации достигнутый в процессе предыдущей профессиональной деятельности и их соответствие требованиям квалификационной характеристики должности (профессии).

Одновременно принимаемое на работу лицо должно быть проинформировано об уровне знаний, умений, навыков, методов и приемов безопасного выполнения работ, освоение и применение которых является обязательным, чтобы соответствовать квалификационным требованиям к должности (работе) на которую он принимается, а также о действующей на энергообъекте системе работы с персоналом и об обязанностях работника в рамках этой системы.

5.3.4.4 Квалификационные требования, в том числе объем знаний и умений для каждого работника определен:

- для руководителей, специалистов и служащих - должностными инструкциями, контрактом, уставом, положением, приказом;
- для рабочих - "Единым тарифно-квалификационным справочником работ и профессий" и инструкциями по охране труда. При наличии для рабочих должностных инструкций - в объеме требований должностных инструкций, которые по объему знаний должны соответствовать действующим НД.

Оперативный персонал при приеме на работу, кроме того, должен проходить психофизиологический и профессиональный отбор в установленном законодательством порядке.

Если это предусмотрено действующим законодательством, персонал должен иметь лицензию на право проведения работ.

5.3.4.5 В соответствии с действующим законодательством, персонал энергетических установок, находящийся в зоне влияния радиационного, теплового и электромагнитного излучений, а также других вредных и опасных факторов, подлежит специальному медицинскому обследованию за счет предприятия для определения его пригодности к поручаемой работе и предотвращения профессиональных заболеваний. Предусматриваются такие обязательные медицинские обследования (осмотры): предварительный - во время поступления на работу и периодические - на протяжении трудовой деятельности.

Перечень вредных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры, периодичность и порядок проведения таких осмотров, устанавливаются Министерством здравоохранения Украины. (Положение о медицинском осмотре работников определенных категорий).

Работники, у которых во время медицинского осмотра установлено заболевание, указанное в названном перечне, к работе на данном рабочем месте не допускаются.

На основании указанного перечня, на каждом энергообъекте составляется и утверждается руководителем «Перечень категорий (должностей) персонала, которые подлежат обязательным медицинским осмотрам». Кроме того, ежегодно должен составляться персональный список работников, которые подлежат обязательному периодическому медицинскому осмотру в текущем году. И в Перечне, и в Списке должны быть указаны вредные и опасные факторы и работы по каждой категории (должности) персонала и для каждого работника.

Руководитель энергообъекта, в соответствии с действующим законодательством, имеет право привлечь работника, уклоняющегося от прохождения обязательного периодического медицинского осмотра без уважительной причины, к дисциплинарной ответственности и обязан отстранить его от работы без сохранения заработной платы.

5.3.4.6 В установленных законодательством случаях, принимаемые на работу лица проходят специальную проверку соответствующими государственными органами.

5.3.5 Допуск к самостоятельной работе

5.3.5.1 Допуск к самостоятельной работе оперативных и оперативно-производственных работников впервые или в связи с переводом на другую по профилю оперативного персонала работу, а также после перерыва в работе больше 6 месяцев, должен производиться после прохождения ими в сроки, установленные руководством энергообъекта:

- инструктажа;
- профессиональной подготовки;
- тренажерной подготовки;
- обучения на рабочем месте (стажировки);
- проверки знаний в объеме, обязательном для данной должности;
- исполнения обязанностей по месту работы (дублирования) с обязательным прохождением противоаварийной и противопожарной тренировок.

Персонал, назначаемый для руководства оперативными работами, и лица, непосредственно обслуживающие энергоустановки, должны пройти подготовку в объеме специальных требований, установленных должностной инструкцией.

5.3.5.2 Если персонал готовится для работы на новом типе оборудования на данном энергообъекте, дублирование проводится на аналогичном оборудовании другого энергообъекта.

5.3.5.3 Вновь принятые производственные и административно-технические работники допускаются к самостоятельной работе непосредственно на технологическом оборудовании, связанной с наладкой, испытаниями, техническим обслуживанием и

ремонт, только после инструктажа, профессиональной подготовки, стажировки и проверки знаний. Другие производственные и административно-технические работники, не выполняющие работы непосредственно на технологическом оборудовании, допускаются к самостоятельной работе после инструктажа, профессиональной подготовки и проверки знаний.

Допуск к самостоятельной работе непромышленных работников, не связанных с непосредственной работой на технологическом оборудовании, должен производиться после инструктажа и проверки знаний инструкций охраны труда и пожарной безопасности, должностных и производственных инструкций.

5.3.5.4 Условия допуска к самостоятельной работе оперативных и оперативно-производственных работников, имевших перерыв в работе до 6 месяцев, а также имевших перерыв в работе работников других категорий, определяются руководством энергообъекта в зависимости от должности, опыта работы и продолжительности перерыва.

5.3.5.5 Порядок и персональный состав руководителей, имеющих право осуществлять (оформлять) допуск работников к самостоятельной работе, определяется отраслевыми и объектовыми нормативными и распорядительными документами.

5.3.6 Инструктажи

5.3.6.1 Все работники энергообъекта, включая руководителей, должны проходить инструктаж по вопросам охраны труда, пожарной безопасности и технологии работ. В зависимости от характера и времени проведения инструктажи подразделяются на: вводный, первичный, периодический, внеплановый и целевой.

Все виды инструктажей проводятся в форме собеседования и разъяснений, а их результативность контролируется лицом, проводящим инструктаж.

5.3.6.2 Вводный инструктаж должен проводиться при приеме на работу (постоянную или временную), а также с лицами, прибывшими в командировку, на практику или учебу.

Вводный инструктаж проводится специалистами по охране труда и пожарной безопасности или лицами, на которые возложены эти обязанности, с использованием наглядных пособий и технических средств обучения. Программа вводного инструктажа должна содержать перечень вопросов, учитывающих особенности данного объекта с точки зрения охраны труда и пожарной безопасности.

После инструктажа инструктирующий должен убедиться, что инструктируемый имеет представление об основных видах опасности объекта и источниках возможного возникновения пожара, правилах поведения и порядке вызова пожарной охраны, назначениях предупредительных знаков и надписей, имеющихся системах извещения о пожаре и правилах применения первичных средств пожаротушения.

5.3.6.3 Первичный инструктаж проводится при приеме на работу (постоянную или временную), назначении на новую должность или смене рабочего места, а также с временно работающими работниками других предприятий и организаций (командированными, студентами-практикантами).

Первичный инструктаж проводится до начала работы непосредственно на рабочем месте и, желательно, непосредственным руководителем. Программа первичного инструктажа должна содержать перечень вопросов, учитывающих инструкции по охране труда для данной должности (рабочего места) и других нормативных актов по охране труда.

По результатам инструктажа инструктирующий (путем опроса и с помощью технических средств обучения) должен убедиться, что работник освоил особенности рабочего места с точки зрения охраны труда и пожарной безопасности работ и приобрёл необходимые навыки, обеспечивающие безопасное выполнение должностных или служебных обязанностей.

5.3.6.4 Периодические инструктажи по охране труда и технологии работ с повышенной опасностью проводятся ежеквартально, для остальных – один раз в полгода.

Периодические инструктажи проводятся непосредственным руководителем в рабочей обстановке с целью повышения уровня знаний правил и инструкций, недопущения повторения имевших ранее место нарушений охраны труда, пожарной безопасности, производственной и трудовой дисциплины. Программа периодического инструктажа должна содержать вопросы из правил и инструкций по охране труда, пожарной, радиационной и ядерной безопасности, технической эксплуатации в объеме знаний, определяемом должностной инструкцией, а также характером выполняемой работы, имевших место нарушений в работе оборудования и случаев нарушений работниками дисциплины.

По результатам инструктажа инструктирующий (путем опроса и с помощью технических средств обучения) должен убедиться, что работник хорошо ориентируется на рабочем месте.

5.3.6.5 Внеплановые инструктажи проводятся непосредственным руководителем на рабочем месте в следующих случаях:

- после вступления в действие новых или переработанных НД;
- после изменений в составе оборудования или в технологическом процессе;
- после нарушений работником правил охраны труда;
- по требованию должностных лиц органов государственного регулирования и надзора;
- после перерыва в работе свыше 30 дней – для работ с повышенной безопасностью и свыше 60 дней – для других работ.

Порядок проведения внеплановых инструктажей аналогичный порядку проведения периодических инструктажей. При этом особое внимание должно быть уделено вопросам, явившимся причиной проведения внепланового инструктажа.

Проведение внеплановых инструктажей не отменяет проведения периодического инструктажа.

5.3.6.6 Целевой инструктаж проводится:

- при производстве работ по наряду или распоряжению;
- при выполнении разовых работ, не связанных с должностными обязанностями;
- при ликвидации аварий, стихийных бедствий;
- при проведении различных мероприятий, экскурсий.

Целевой инструктаж проводит лицо, отвечающее за создание условий для безопасного выполнения работы, мероприятия.

5.3.6.7 Результаты вводных инструктажей фиксируются в журналах вводных инструктажей, результаты первичных, периодических и внеплановых инструктажей – в журнале инструктажей на рабочем месте, целевых – в нарядах-допусках и других документах по решению руководства энергообъекта.

5.3.7 Формирование и поддержание квалификационного уровня

5.3.7.1 Формирование и поддержание у работников требуемого квалификационного уровня и постоянной готовности к выполнению профессиональных функций должно соответствовать производственным потребностям энергообъекта в количественной и качественной комплектации всех рабочих мест и должностей.

Предусматриваются следующие виды работ по формированию и поддержанию у работников требуемого квалификационного уровня:

- профессиональная подготовка новых работников;
- переподготовка и обучение вторым и смежным профессиям;
- стажировка на рабочем месте;
- дублирование;
- поддержание и повышение уровня квалификации;

- специальная подготовка;
- обходы и осмотры рабочих мест;
- аттестация;
- лицензирование.

5.3.7.2 Профессиональная подготовка новых работников проводится по индивидуальным программам, составленным с учетом требований должностных инструкций и "Довідника кваліфікаційних характеристик професій працівників" (утвержденный Минтруда Украины 16.02.98г., приказ №24), опыта и стажа работы работника, т.е. результатов входного контроля знаний и умений, а также типовых программ, если такие предусмотрены для данных должностей.

Перечень должностей и профессий, для которых необходимо составлять типовые программы профессиональной подготовки персонала, с учетом требований действующего законодательства и НД, составляет руководство энергообъекта. Оно же разрабатывает и корректирует типовые программы.

Пересмотр и, при необходимости, коррекция типовых программ выполняется не реже одного раза в три года, а также после ввода нового или реконструкции действующего оборудования, принципиального изменения схем или режимов работы оборудования, при выявлении недостатков в подготовке персонала, проявившихся в ошибочных его действиях.

5.3.7.3 Сроки профессиональной подготовки работника определяются объемом необходимых технических знаний и производственных навыков, предусмотренных индивидуальными программами профессиональной подготовки и способностями работника. Как правило, сроки подготовки не должны превышать сроков, установленных типовыми программами.

В зависимости от должности или профессии обучаемого и возможностей энергообъекта, профессиональная подготовка может проводиться с отрывом от производства, или без отрыва от производства в виде технической учебы (курсового или индивидуального обучения).

Подготовка персонала для вновь вводимого оборудования должна быть закончена не позже чем за месяц до начала пусконаладочных работ.

5.3.7.4 Переподготовка и обучение работников вторым и смежным профессиям проводится также по индивидуальным программам, аналогично профессиональной подготовке.

Работники, которым поручаются работы по двум и более профессиям (должностям), проходят профессиональную подготовку по каждой из них.

5.3.7.5 Стажировка проводится с целью пополнения работником непосредственно на рабочем месте знаний правил безопасной эксплуатации технологического оборудования, технологических и должностных инструкций, инструкций по охране труда и пожарной безопасности, освоения в конкретных условиях особенностей оборудования, производственных процессов и методов экономичного и безаварийного управления ими, а также овладения навыками ориентирования в нормальных и аварийных производственных ситуациях.

Стажировка проводится на рабочем месте, под руководством опытного специалиста, одновременно или после теоретической подготовки в соответствии с индивидуальной программой профессиональной подготовки оперативного или оперативно-производственного работника.

Порядок и сроки стажировки устанавливаются и контролируются руководством энергообъекта.

5.3.7.6 Дублирование осуществляется путем выполнения работником профессиональных обязанностей по месту работы под наблюдением ответственного за дублирование с целью овладения навыками управления оборудованием в нормальных и

аварийных производственных ситуациях, с обязательным прохождением противопоаварийной и противопожарной тренировок.

Дублирование проводится в соответствии с индивидуальной программой профессиональной подготовки оперативного или оперативно-производственного работника. Порядок и сроки дублирования устанавливаются и контролируются руководством энергообъекта.

5.3.7.7 Поддержание квалификации работников проводится с целью восстановления знаний и умений, которые могли быть потеряны с течением времени из-за отсутствия спроса на их использование или проявление, например, из-за редкого выполнения работ или операций. Кроме того, поддержание квалификации проводится для получения новых знаний и навыков при изменениях оборудования и процедур, а также для поддержания постоянной готовности к выполнению лицензионной деятельности. Внешним проявлением необходимости обучения могут быть слабые знания при очередной проверке знаний или ошибки (нарушения, отклонения) в деятельности персонала.

Поддержание квалификации проводится групповым или индивидуальным методом, по индивидуальным или групповым программам, учитывающим опыт (стаж) и результативность работы обучаемых. На каждом энергообъекте должен быть составлен перечень должностей и профессий, для поддержания квалификации которых необходимо составлять типовые программы, а также соответствующий этому перечню комплект типовых программ.

5.3.7.8 Повышение квалификации работников проводится с целью получения персоналом новых теоретических знаний и практических навыков исходя из:

- требований нормативных документов;
- результатов анализа эксплуатационного опыта и, соответственно, потребности производства;
- желания работника в повышении квалификации.

В зависимости от организационных, технических и финансовых возможностей, повышение квалификации работников может проводиться с отрывом и без отрыва от производства.

Повышение квалификации должно планироваться и учитываться.

5.3.7.9 Для выработки навыков и систематической проверки способности и готовности оперативных работников действовать быстро и правильно при аварийных ситуациях, должны проводиться противопоаварийные тренировки. Кроме того, при этом проверяется умение персонала оказывать доврачебную помощь, пользоваться индивидуальными защитными средствами и т.п.

Действия персонала энергообъекта во всех перечисленных случаях регламентируются специальными инструкциями, которые разрабатываются и утверждаются руководством энергообъекта на основе соответствующих технологических регламентов, правил и НД.

Периодичность, вид противопоаварийной тренировки (системная, общестанционная, блочная, цеховая, индивидуальная) и место проведения (рабочие места, пункты тренажерной подготовки персонала) определяются руководством энергообъекта.

Лица, совершившие грубые ошибки и получившие неудовлетворительные оценки при двух противопоаварийных тренировках подряд, отстраняются от выполнения должностных обязанностей и им назначается внеочередная проверка знаний.

Если совершили грубые ошибки и получили неудовлетворительные оценки большинство участников противопоаварийной тренировки, то тренировка по этой теме, после дополнительной учебы, должна быть повторена не позже, чем через 30 дней.

5.3.7.10 С целью приобретения навыков умелого действия в условиях пожара, в том числе применения средств пожаротушения, принятия правильных мер по эвакуации и спасению людей и материальных ценностей, а также ликвидации пожара, персонал энергообъекта должен участвовать в плановых противопожарных тренировках.

Графики, тематику и вид противопожарной тренировки (объектовая, цеховая, совмещенная с пожарной охраной, индивидуальная) и место проведения определяются руководством энергообъекта.

Отдельным работникам, получившим по результатам противопожарной тренировки неудовлетворительную оценку, техническим руководителем энергообъекта назначается повторная индивидуальная тренировка.

Работники, получившие неудовлетворительную оценку при повторной противопожарной тренировке, должны пройти внеочередную проверку знаний по правилам пожарной безопасности.

Если участники противопожарной тренировки не выполнили своих заданий, или большинство из них получило неудовлетворительную оценку, то тренировка по этой теме, после дополнительной учебы, должна быть повторена не позже, чем через 30 дней.

Допускается совмещение противоаварийных и противопожарных тренировок.

5.3.7.11 Руководители энергообъекта и его подразделений должны осуществлять периодические обходы и осмотры рабочих мест. Во время этих обходов контролируется соблюдение правил, норм, производственных и должностных инструкций, производственной и трудовой дисциплины, проверяется состояние гигиены труда, наличие на рабочих местах и исправность средств охраны труда и пожарной безопасности, наличие и состояние технической документации и т.п.

Обходы рабочих мест должны быть организованы таким образом, чтобы каждое рабочее место контролировалось одним из руководителей не реже одного раза в месяц.

5.3.7.12 С целью обеспечения рационального подбора, назначения, перемещения и использования персонала в соответствии с квалификацией, деловыми качествами и опытом работы, должна периодически проводиться его аттестация. Процедура аттестации определяется руководителем энергообъекта в соответствии с действующим законодательством.

Аттестация персонала не освобождает работника от периодических и внеочередных проверок знаний.

5.3.7.13 В соответствии с требованиями соответствующих государственных, ведомственных и межведомственных документов на энергообъектах должна проводиться работа по лицензированию персонала. Подготовка персонала к лицензированию проводится в учреждениях, имеющих лицензию на проведение такой подготовки. При наличии соответствующих условий, лицензию на проведение такой подготовки по отдельным профессиям может получить и энергообъект.

На каждом энергообъекте должны:

- вести учёт должностей и профессий, требующих лицензирования;
- проводить отбор кандидатов на получение лицензии в соответствии с требованиями к данной должности, профессии;
- разрабатывать критерии оценки готовности и компенсирующих мер по поддержанию готовности работника к выполнению лицензируемой деятельности;
- разрабатывать программы подготовки лицензируемого и поддержания квалификации лицензированного персонала.

5.3.8 Проверка знаний

5.3.8.1 Все руководители, специалисты, рабочие и служащие, работа которых связана с управлением, обслуживанием, наладкой, испытаниями, ремонтом, а также изготовлением строительством, монтажом оборудования обязаны проходить проверку знаний правил, норм, стандартов, регламентов и инструкций по технической эксплуатации, охране труда, промышленной и пожарной безопасности в объеме и с периодичностью, установленными для каждой категории работников.

Лица, в обязанность которых входит замещение вышестоящих руководителей при их отсутствии на работе (отпуск, болезнь и т.д.), обязаны проходить проверку знаний и в объеме замещаемой должности.

5.3.8.2 На каждом энергообъекте должен быть утвержденный техническим руководителем перечень профессий и должностей, не принимающих участия в технологических процессах производства, т.е. не связанных с эксплуатацией, наладкой, испытаниями или ремонтом оборудования, для которых допуск к самостоятельной работе разрешается без проверки знаний и выдачи удостоверения.

5.3.8.3 Проверке подлежат:

- знание требований государственных, отраслевых и объектовых правил и инструкций по охране труда, ядерной и радиационной безопасности (только для АЭС) и пожарной безопасности, а также других специальных норм и правил, если они нужны при выполнении работ;
- знание должностных и производственных инструкций, планов (инструкций) ликвидации аварий;
- знание устройства и принципов действия средств безопасности и средств противоаварийной защиты;
- знание устройства и принципов действия оборудования, СИТ и средств управления;
- знание технологических схем и процессов энергопроизводства;
- знание условий безопасной эксплуатации энергоустановок;
- умение пользоваться средствами защиты и пожаротушения, а также оказывать первую помощь пострадавшим при несчастном случае;
- умение управления энергоустановкой (на тренажерах и других технических средствах обучения).

5.3.8.4 Перечень документов и объем необходимых знаний по каждому из них, подлежащих проверке по каждой должности и профессии, а также перечень вопросов для проверки с учетом специфики деятельности, утверждает руководитель энергообъекта, возглавляющий соответствующую экзаменационную комиссию.

В случаях, когда это предусмотрено действующим законодательством или НД, указанный перечень должен быть согласован с соответствующими органами государственного регулирования и надзора.

5.3.8.5 Перечень документов и объем необходимых знаний по каждому из них, является неотъемлемой частью должностных инструкций.

Если это предусмотрено НД, руководители, специалисты, рабочие и служащие перед проверкой знаний должны проходить предэкзаменационную подготовку на рабочем месте или в специализированных учебно-производственных подразделениях.

5.3.8.6 Установлены следующие виды проверок знаний работников: первичная, периодическая, внеплановая и повторная.

5.3.8.7 Первичная проверка знаний проводится с целью выявления готовности работника к выполнению своих производственных обязанностей:

- перед допуском работника к самостоятельной работе или стажировке (дублированию) после его обучения;
- перед назначением на должность или при переводе с другой работы;
- при возложении новых обязанностей, если они требуют дополнительных знаний.

Первичная проверка знаний руководителей и специалистов должна проводиться не позже 1 месяца со дня назначения их на должность, работников других категорий - в сроки, установленные программами и планами их подготовки.

5.3.8.8 Периодическая проверка знаний проводится в процессе работы, в установленные для каждой категории работников сроки.

5.3.8.9 Внеплановая проверка знаний проводится:

- при нарушении работником правил, норм и инструкций;

- при изменении главных технологических и электрических схем;
- при восстановлении в должности или допуске к работе, ранее отстраненных работников, в том числе органами государственного регулирования и надзора;
- по требованию органов государственного регулирования и надзора;
- при перерывах свыше 6 месяцев.

Внеплановая проверка знаний проводится также при вводе новых или переработанных правил или норм высшего уровня, таких как настоящие Правила, Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (для АЭС) и др. Перечень таких правил и норм определяется Минтопэнерго Украины или органами государственного регулирования и надзора при вводе новых (переработанных) документов в действие в отрасли.

При вводе других новых или переработанных НД, или внесении в них изменений и дополнений, руководство энергообъекта, наряду с изданием приказа о вводе документа, обеспечивает проведение персоналу внеочередного инструктажа. Проверка знаний по этому документу проводится при периодической проверке знаний в установленном для каждой должности объеме.

Во всех случаях внеплановая проверка знаний не изменяет срока периодической проверки.

5.3.8.10 Периодическая проверка знаний работников должна проводиться в следующие сроки:

- руководители, специалисты и рабочие из числа оперативного и оперативно-производственного персонала по настоящим Правилам, регламентам, производственным и должностным инструкциям, правилам, нормам и стандартам, правилам пожарной безопасности - один раз в 2 года, а по правилам и инструкциям по охране труда, правилам ядерной и радиационной безопасности (для АЭС) - один раз в год, остальные руководители и специалисты - один раз в 3 года;

- рабочие производственных подразделений проходят проверку знаний в объеме инструкции по охране труда один раз в год, а по правилам пожарной безопасности, нормам, правилам и производственным инструкциям - один раз в 2 года.

Указанная выше периодичность может быть изменена требованиями документов государственных и межотраслевых органов регулирования и надзора.

Проверка знаний на каждом энергообъекте проводится в соответствии с годовыми графиками, учитывающими требуемую периодичность, которые утверждаются председателями соответствующих комиссий проверки знаний.

5.3.8.11 Проверку знаний персонала осуществляют центральные комиссии энергообъектов и комиссии их структурных подразделений, а также комиссии вышестоящего органа управления и Минтопэнерго Украины. Перечни должностей, проходящих проверку знаний в каждой из перечисленных комиссий, а также конкретные указания о порядке проверки знаний персонала в отрасли, должны быть приведены в положении о порядке проверки знаний правил, норм, стандартов и инструкций персонала Минтопэнерго Украины.

На основании этого документа должны быть составлены аналогичные положения на каждом энергообъекте. Положение должно учитывать особенности в организации проверки знаний персонала энергообъекта и утверждаться его руководителем.

В случаях, когда это предусмотрено действующим законодательством или НД, это положение должно быть согласовано с соответствующими органами государственного регулирования и надзора.

Организация и проведение проверок знаний возлагается на председателей комиссий.

5.3.8.12 Знания проверяемых оцениваются по шкале: прошел проверку знаний (знает) или не прошел проверку знаний (не знает).

Работник, который не прошел проверку знаний при первичной, периодической и внеплановой проверке, немедленно отстраняется от руководства и проведения

соответствующих работ. Ему назначается повторная проверка не позднее чем через один месяц.

Работник, который не прошел проверку знаний при повторной проверке, увольняется с занимаемой должности и вопрос о его трудоустройстве решается работодателем согласно трудовому законодательству.

5.3.8.13 Результаты проверки знаний оформляются в журналах установленной формы.

Каждому работнику, прошедшему впервые проверку знаний, выдается удостоверение установленной формы, в которое заносятся результаты всех проверок знаний, результаты медицинских осмотров, а также указывается группа по электробезопасности.

Кроме того, в указанное удостоверение могут заноситься сведения о результатах проверки знаний правил, норм, стандартов, инструкций и других документов, подконтрольных, соответствующим органам государственного регулирования и надзора.

Удостоверение о проверке знаний должно находиться у работника при выполнении им служебных обязанностей.

5.3.8.14 Допуск к самостоятельной работе или к дублированию работников, не прошедших проверку знаний в установленные или предписанные сроки и не имеющих при себе удостоверения о проверке знаний, запрещается.

5.4 Техничко-экономические показатели

5.4.1 Основные технико-экономические показатели

5.4.1.1 На энергообъектах, энергопредприятиях и в энергокомпаниях должен быть организован учет, нормирование и анализ технико-экономических показателей (ТЭП) работы энергооборудования для оценки эффективности его работы.

В качестве основных ТЭП, характеризующих эффективность работы энергообъектов, энергопредприятий и энергокомпаний, устанавливаются:

- количество выработанной и отпущенной электрической и тепловой энергии каждым энергоблоком, энергообъектом, энергопредприятием и энергокомпанией;
- рабочая электрическая и тепловая мощность;
- коэффициент использования установленной электрической и тепловой мощности;
- коэффициент готовности;
- удельные расходы топлива (условного), тепла ядерного топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию;
- удельные расходы воды на отпущенную электрическую энергию и коэффициент использования водостока для ГЭС;
- расход электрической энергии на собственные нужды энергообъектов и энергопредприятий, отнесенный отдельно на выработку электроэнергии и отпуск тепла;
- удельные расходы тепловой и электрической энергии на её транспорт в электрических и тепловых сетях;
- удельные выбросы вредных веществ в окружающую среду;
- себестоимость производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии;
- валовая прибыль.

5.4.1.2 Методологическое определение основных ТЭП работы энергооборудования должно базироваться на материальных и энергетических балансах. Порядок определения фактических, нормативных основных и промежуточных ТЭП осуществляется в соответствии с действующими отраслевыми НД. При этом должно быть обеспечено методологическое единство и автоматизация расчетов фактических и нормативных ТЭП.

5.4.2 Учет фактических технико-экономических показателей

5.4.2.1 На энергообъектах, энергопредприятиях должен быть организован учет

фактических основных и промежуточных ТЭП на основании показаний СИТ, отдельных измерений, расчетов.

Определение фактических основных ТЭП должно проводиться по прямому балансу и подтверждаться расчетом по обратному балансу на основании промежуточных ТЭП в пределах точности измерений.

5.4.2.2 Для учета ТЭП должны быть установлены необходимые измерительные приборы с требуемым классом точности и диапазоном измерений.

Должен быть разработан перечень измерительных приборов учета конкретных показателей, мест их установки и указаны необходимые поправки к показаниям приборов.

Организация эксплуатации измерительных приборов должна обеспечивать достоверность их показаний.

5.4.2.3 Система учета ТЭП должна содержать необходимый объем показателей, временные интервалы их усреднения, методы определения ТЭП для временных интервалов.

5.4.2.4 Система учета ТЭП должна соответствовать системе их нормирования и анализа. На основании системы учета и нормирования должны вестись все установленные формы отчетности.

5.4.2.5 Суточные данные учета должны использоваться для оперативного контроля фактических ТЭП. Суточная ведомость основных и промежуточных показателей должна анализироваться руководством энергообъекта, энергопредприятия, энергокомпании.

5.4.3 Нормирование технико-экономических показателей

5.4.3.1 На энергообъектах, энергопредприятиях и в энергокомпаниях должна быть разработана нормативная база для расчета норм основных и промежуточных ТЭП, характеризующих затраты топливно-энергетических ресурсов и выбросы вредных веществ в окружающую среду.

Расчет норм основных ТЭП проводится по обратному балансу на основании промежуточных ТЭП.

5.4.3.2 Нормативная база должна содержать:

- краткую техническую характеристику оборудования;
- функциональные зависимости в табличном и графическом виде основных и промежуточных ТЭП от основных нормообразующих величин (электрическая и тепловая мощность, расход пара, воды, топлива и т.п.) при постоянных (фиксированных) значениях второстепенных нормообразующих величин (давление, температура, характеристика топлива и т.п.);
- поправки к основным и промежуточным ТЭП на отклонение фактических (фиксированных) условий работы оборудования;
- макет (алгоритм) расчета основных ТЭП;
- данные для оптимального распределения электрических и тепловых нагрузок;
- данные для расчета ограничений электрической и тепловой мощности.

5.4.3.3 Разработка нормативной базы проводится на основании функциональных испытаний оборудования, типовых энергетических характеристик, паспортных данных и проектных расчетов, лучших достигнутых результатов эксплуатации. Нормативная база должна отображать реально достигаемые ТЭП технически исправного оборудования в оптимальных режимах работы.

5.4.3.4 Нормативная база должна пересматриваться не менее одного раза в 5 лет.

Пересмотр проводится также в случае технического перевооружения, реконструкции, изменения вида или марки топлива или же по иным причинам, когда относительное изменение фактических удельных основных ТЭП составляет более 1,5 %.

При пересмотре нормативной базы должен быть проведен анализ фактических и нормативных показателей за выбранный период времени. Дополнительно должен быть проведен анализ фактических отчетных показателей на предмет их достоверности.

5.4.3.5 Нормы отдельных показателей должны быть представлены эксплуатационному персоналу в виде режимных карт, инструкций, таблиц и графиков.

Выполнение нормативных показателей является обязательным для каждого энергообъекта, энергопредприятия, энергокомпании.

5.4.4 Анализ результатов производственной деятельности

5.4.4.1 Функционирование системы учета и нормирования основных и промежуточных ТЭП должно обеспечивать достоверный анализ результатов производственной деятельности и её стимулирование.

5.4.4.2 Анализ результатов производственной деятельности проводится путем сравнения нормативных и фактических значений ТЭП по единой методологии и, дополнительно, путем сравнения фактических показателей с показателями базового периода. При этом определяются причины отклонений фактических показателей от нормативных и от показателей базового периода.

5.4.4.3 Результаты производственной деятельности должны рассматриваться не менее одного раза в месяц с целью анализа и определения оценки состояния оборудования, а также для ознакомления с опытом работы лучших смен, отдельных работников.

В случае необоснованных относительных отклонений основных и промежуточных фактических ТЭП от нормативных и от показателей базового периода более, чем на 2,5 %, проводится проверка системы учета и нормирования показателей.

5.4.4.4 На основании результатов анализа должны разрабатываться организационно-технические мероприятия, направленные на повышение экономичности и надежности энергоснабжения, оптимальное распределение электрических и тепловых нагрузок, экономию топливно-энергетических и других ресурсов, снижение выбросов вредных веществ в окружающую среду.

5.4.4.5 На энергообъектах, энергопредприятиях и в энергокомпаниях должна быть разработана система стимулирования основного производственного и вспомогательного производственного персонала за достижение основных нормативных ТЭП, характеризующих надежность энергоснабжения, экономию топливно-энергетических и других ресурсов, выбросы вредных веществ в окружающую среду.

5.5 Технический контроль, надзор за организацией эксплуатации

5.5.1 На каждом энергообъекте, энергопредприятии всех форм собственности должен осуществляться постоянный и периодический контроль за техническим состоянием энергоустановок, оборудования, зданий, сооружений, за радиационной безопасностью (для АЭС) по утвержденному графику, назначены ответственные лица за техническое состояние и безопасную эксплуатацию, а также назначен приказом персонал по техническому, технологическому и экологическому надзору и утверждены обязанности персонала по следующим направлениям:

- управление технологическими процессами;
- организация надзора за техническим состоянием оборудования, зданий и сооружений;
- разработка, организация и учет выполнения мероприятий, обеспечивающих техническую, радиационную (для АЭС), экологическую безопасность и экономичную работу энергообъекта, энергопредприятия;
- расследование и учет всех нарушений в эксплуатации;
- контроль за соблюдением природоохранного законодательства Украины;
- контроль за соблюдением требований НД по эксплуатации;
- контроль за соблюдением правил, норм, стандартов по радиационной безопасности.

5.5.2 Все технологическое оборудование, здания и сооружения, входящее в состав энергообъекта, энергопредприятия, должно подвергаться периодическому техническому освидетельствованию.

Техническое освидетельствование производится комиссией энергообъекта, энергопредприятия, возглавляемой техническим руководителем или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений энергообъекта, энергопредприятия, представители энергокомпаний.

Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, установление сроков и условий эксплуатации, а также определение мер, необходимых для обеспечения ресурса оборудования (энергоустановки).

Одновременно с техническим освидетельствованием должно проверяться выполнение предписаний надзорных органов и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы энергообъекта, энергопредприятия и несчастных случаев при его обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

5.5.3 Периодическое техническое освидетельствование оборудования должно проводиться в объеме требований Госнадзорхрантруда и Государственного комитета ядерного регулирования (для АЭС) Украины персоналом подразделений энергообъектов, энергопредприятий, специализированными организациями.

В объём периодического технического освидетельствования на основании действующих НД должны быть включены:

- проверка технической документации (включая полный анализ паспортов, журналов, заключений, актов, протоколов, предписаний и т.п.);
- наружный и внутренний осмотр оборудования;
- испытания в целях обеспечения безопасности работы оборудования и сооружений (гидравлические испытания, настройка предохранительных устройств, систем регулирования ВЭУ при сбросах нагрузки, проверка грузоподъемных механизмов и их систем торможения, и т.п.).

Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок производится в соответствии с правилами и нормами в атомной энергетике.

Результаты технического освидетельствования должны быть оформлены актом и занесены в технические паспорта оборудования, зданий и сооружений.

5.5.4 Периодическому техническому освидетельствованию подлежит всё оборудование, здания и сооружения, входящие в состав энергообъекта, энергопредприятия.

Техническое освидетельствование должно производиться в сроки, установленные действующими НД, но не реже одного раза в 5 лет и одного раза в 8 лет, если это предусмотрено заводом-изготовителем.

Все здания, сооружения государственных и других предприятий и организаций, независимо от форм собственности, входящие в состав энергообъекта, энергопредприятия должны подвергаться паспортизации. Паспортизация зданий и сооружений должна проводиться в соответствии с действующей инструкцией один раз в 5 лет.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технические паспорта.

5.5.5 Если выявлено предаварийное состояние энергоустановок или нарушение, влияющее на надежность и безопасную эксплуатацию, дальнейшая эксплуатация обследуемых энергоустановок (энергообъекта) запрещается.

5.5.6 Постоянный контроль за техническим состоянием оборудования должен обеспечиваться оперативным, оперативно-производственным и производственным персоналом.

Периодический осмотр оборудования, зданий и сооружений должны производить

работники, ответственные за их состояние и безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотра должна быть установлена техническим руководителем энергообъекта, энергопредприятия.

Бункера сырого угля и бункера пыли должны подвергаться ежегодному визуальному осмотру (сварные швы, металлические и железобетонные конструкции) и комплексному обследованию по специальной программе для оценки технического состояния в среднем один раз в 5 лет, а также перед капитальным ремонтом. Результаты осмотра должны фиксироваться в специальном журнале.

5.5.7 Работники, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать эксплуатацию энергетических объектов в соответствии с требованиями инструкций и других НД, контроль за состоянием энергоустановок, ведением эксплуатационной (оперативной, ремонтной) документации.

5.5.8 Работники энергообъектов, энергопредприятий, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений должны обеспечивать:

- расследование и учет технологических нарушений в работе оборудования и сооружений;
- контроль за состоянием технической документации;
- периодический контроль за состоянием энергообъектов, энергопредприятий;
- учет выполнения профилактических и противоаварийных мероприятий;
- контроль за организацией претензионной работы по фактам некачественного изготовления, монтажа, ремонта оборудования, а также за нарушением условий поставки топлива;
- контроль за выполнением требований нормативных и организационно-распорядительных документов;
- проверку выполнения предписаний надзорных органов и мероприятий, подготовленных по результатам расследования технологических нарушений в работе и несчастных случаев на энергообъекте, энергопредприятии ;
- проверку выполнения мероприятий, разработанных по результатам предыдущих осмотров и технических освидетельствований;
- контроль за подготовкой персонала;
- подготовку информации о технологических нарушениях для представления органам ведомственного и Государственного надзора.

5.5.9 На энергообъекте, энергопредприятии (в структурном подразделении энергокомпании) должен быть организован учет действующих НД и контроль за выполнением их требований. Должны быть назначены лица, ответственные за организацию учета и контроля выполнения.

5.5.10 В обязанности вышестоящих органов управления энергообъектами, энергопредприятиями, независимо от форм собственности, должны входить:

- контроль за организацией эксплуатации;
- контроль за соблюдением настоящих Правил, правил охраны труда (ПОТ), правил пожарной безопасности (ППБ), других НД и инструкций по эксплуатации;
- организация осмотров и периодический контроль за состоянием оборудования, зданий и сооружений;
- контроль за соблюдением установленных сроков средних и капитальных ремонтов;
- контроль за выполнением мероприятий и требований, изложенных в нормативных и организационно-распорядительных документах;
- контроль за расследованием нарушений настоящих Правил и инструкций по эксплуатации;
- оценка достаточности предупредительных и профилактических мероприятий по повышению технического уровня эксплуатации;

- контроль за выполнением мероприятий по предупреждению технологических нарушений и готовностью к их ликвидации в случае возникновения;
- учет нарушений настоящих Правил, инструкций по эксплуатации и других НД;
- учет выполнения противоаварийных мероприятий;
- контроль за разработкой НД по обеспечению безопасной эксплуатации энергообъектов;
- контроль за соблюдением природоохранного законодательства;
- организация и контроль работы руководства энергопредприятия по ценовым заявкам и деятельности на Энергорынке;
- контроль за ведением претензионной работы с заводами-изготовителями оборудования и поставщиками топлива;
- согласование технических условий на изготовление и поставку оборудования.

5.5.11 Всё эксплуатируемое оборудование, здания и сооружения должны подвергаться специальному ведомственному надзору со стороны соответствующих структур Минтопэнерго Украины и служб энергокомпаний.

5.5.12 Основными задачами ведомственного надзора являются:

- контроль за соблюдением установленных требований по техническому обслуживанию и ремонту;
- контроль за выполнением настоящих Правил, ПОТ, ППБ и инструкций по эксплуатации;
- организация, контроль и оперативный анализ результатов расследования, технологических нарушений в работе;
- контроль за выполнением профилактических мероприятий по предупреждению технологических нарушений в работе и производственного травматизма;
- анализ и обобщение результатов расследования технологических нарушений с разработкой мероприятий по их предотвращению на энергообъектах, энергопредприятиях;
- анализ ТЭП электростанций, их обобщение и разработка мероприятий по повышению эффективности топливоиспользования с применением энергосберегающих технологий и передового опыта отрасли;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ, в том числе сточных вод в окружающую среду, размещением производственных отходов;
- организация разработки НД и мероприятий по совершенствованию эксплуатации и повышению надежности и экономичности оборудования;
- контроль за проведением периодического технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений.
- надзор за соблюдением иерархической структуры оперативного (оперативно-технологического управления);
- расследование и учет всех нарушений в эксплуатации;
- надзор за экологической безопасностью работы.

5.5.13 Руководители энергообъектов, энергопредприятий всех форм собственности должны обеспечивать доступ на предприятия представителей государственных и ведомственных органов надзора.

5.5.14 Дополнительные требования и рекомендации по техническому надзору и контролю за эксплуатацией АЭС приведены в 9.2 и 9.5.

5.6 Техническое обслуживание, ремонт, модернизация и реконструкция

5.6.1 Техническое обслуживание и ремонт

5.6.1.1 На каждом энергообъекте, энергопредприятии для обеспечения безопасной эксплуатации, надежности и экономичности оборудования, зданий и сооружений, систем контроля и управления, должны быть организованы их техническое обслуживание и планово-предупредительные ремонты.

5.6.1.2 Объем технического обслуживания основного оборудования, зданий и сооружений для поддержания их исправного состояния в межремонтный период должен производиться на основании анализа фактического состояния, установленного проверкой, обследованием, диагностикой.

Объем и периодичность планово-предупредительных ремонтов оборудования и сооружений должны определяться из условия обеспечения полного или частичного восстановления их ресурса согласно действующим нормативам.

5.6.1.3 Средства, задекларированные собственником энергообъекта, энергопредприятия на ремонтно-восстановительные работы, полученные от энергорынка, должны использоваться строго по назначению.

5.6.1.4 Ответственность за техническое состояние и обслуживание оборудования, зданий и сооружений несут руководители энергообъектов, энергопредприятий.

Ответственность за планово-предупредительные ремонты возлагается на руководителей энергокомпаний и энергообъектов, энергопредприятий.

5.6.1.5 Структуры управления техническим обслуживанием и ремонтом энергообъектов, энергопредприятий должны предусматривать разделение функций и исполнителей путем организации соответствующих подразделений по подготовке и проведению ремонта и технического обслуживания при наличии достаточных объемов работ.

5.6.1.6 Организация технического обслуживания и ремонтного производства на ТЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС, порядок подготовки и вывода в ремонт, технология ремонтных работ, а также приемка и оценки состояния отремонтированного оборудования, зданий и сооружений должны соответствовать требованиям ГКД 34.20.661 “Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд, електростанцій та мереж Міненерго України”, РД 53.025.002 “Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования атомных станций”, РД 53.025.016 “Положения о порядке вывода оборудования в ремонт и ввода его в эксплуатацию после ремонта на атомных станциях”, РД 34.31.602 “Инструкция по ремонту гидротурбин и механической части генератора”, РД 34.31.603 “Методическое указание по построению комплексной сетевой модели ремонта гидроагрегата” и другим НД.

5.6.1.7 Структура организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений ВЭС должна рационально сочетать укрепление собственного ремонтного подразделения ВЭС с развитием экономически обоснованного централизованного ремонта. При этом должны учитываться индивидуальные особенности ВЭС, количество ветровых электроустановок (ВЭУ), размещение их на местности, удаленность от ремонтной базы и то, что основные ремонтные работы должны производиться в сезоны безветрия.

Ремонт вышедших из строя составных частей ВЭУ осуществляется только на заводах-изготовителях либо на специализированной ремонтной базе. В условиях ВЭС допускается только замена вышедших из строя элементов годными из комплектов запасных частей.

Проверка технического состояния ВЭУ с целью установления их пригодности и для дальнейшего использования, проводится согласно заводской инструкции по эксплуатации.

Регламент технического обслуживания оборудования ВЭС приведен в 11.1 и 11.3.

5.6.1.8 На все виды ремонтов оборудования, зданий и сооружений энергообъектов, энергопредприятий должны быть составлены перспективные (пятилетние), годовые графики, утвержденные руководителем энергокомпании, которые могут ежегодно корректироваться с учетом результатов надзора (контроля) за их состоянием.

Графики ремонтов оборудования и сооружений, влияющих на изменение объемов производства или условий передачи электрической энергии и тепла, должны быть согласованы и утверждены вышестоящими органами управления.

Месячные графики капитального и текущего ремонтов общестанционного и вспомогательного оборудования составляются на основании годовых графиков, а также при необходимости ремонта по фактическому состоянию, согласовываются с исполнителями и утверждаются техническим руководителем энергообъекта, энергопредприятия. Месячные графики допускается составлять в виде месячных планов работ.

5.6.1.9 Периодичность и продолжительность всех видов ремонта а также продолжительность ежегодного простоя оборудования в ремонте устанавливаются исходя из планируемых объемов ремонтных работ, определяемых на основании его фактического технического состояния, обеспеченности трудовыми, материальными и финансовыми ресурсами и согласовывается с вышестоящим органом управления.

5.6.1.10 Капитальные ремонты основного оборудования энергообъектов (энергоблоки, котлы, турбины, РУ, генераторы, блочные трансформаторы и т.п.) должны проводиться по утвержденному в установленном порядке графику, с учетом сроков, указанных в заводских инструкциях, величины наработки и технического состояния основного оборудования, но не реже одного раза в 4 года.

В каждом конкретном случае решение о переносе капитального ремонта основного оборудования принимается индивидуально по согласованию с вышестоящими органами управления при отсутствии возражений со стороны контролирующих органов.

5.6.1.11 Решение об увеличении или уменьшении периодичности, увеличении продолжительности ремонта по сравнению с нормативным (запланированным), принимается в зависимости от состояния оборудования и объема проведения сверхплановых работ и согласовывается с вышестоящими органами управления.

При уменьшении межремонтного периода должны быть разработаны и представлены на рассмотрение вышестоящего органа управления мероприятия по доведению межремонтного периода до нормативного.

5.6.1.12 Перед выводом в капитальный или средний ремонт оборудования и сооружений по графику, но не позднее чем за 2 месяца до начала ремонта, должны быть определены объемы работ по журналам дефектов, анализу работы, фактического состояния, установленного проверкой, обследованием и диагностикой в межремонтный период с учётом мероприятий перспективного графика ремонта. Окончательная дефектация выведенного в ремонт оборудования, уточнение физических объемов работ и корректировка, при необходимости, графика ремонта должны быть закончены не позднее 1/3 продолжительности ремонта. В процессе дефектации должны быть выявлены все дефекты и установлены критерии, которым должно соответствовать отремонтированное оборудование и сооружения. Перед ремонтом основного оборудования и после его завершения должны проводиться экспресс-испытания для получения данных, необходимых для анализа работы и состояния отдельных узлов оборудования, уточнения объемов работ и оценки качества ремонта, соответственно.

5.6.1.13 Перед началом ремонта должны быть:

- а) составлены ведомости объема работ и смета, уточняемые после вскрытия и осмотра оборудования;
- б) составлены график ремонта и проект производства ремонтных работ;
- в) подготовлена необходимая ремонтная документация; составлена и утверждена техническая документация на работы, предусмотренные к выполнению в период ремонта;
- г) заготовлены, в объеме не менее 80 % согласно ведомостям объемов работ, необходимые материалы, запасные части, узлы и подготовлена соответствующая техническая документация;
- д) укомплектованы и приведены в исправное состояние и, при необходимости, испытаны инструмент, приспособления, подъемно-транспортные механизмы;
- е) выполнены противопожарные мероприятия, мероприятия ПОТ;
- ж) выполнены мероприятия радиационной безопасности, проверены и подготовлены

к использованию средства защиты персонала от радиоактивного облучения (для АЭС);
и) подготовлены средства связи, в необходимых случаях - средства теленаблюдения (для АЭС);

к) приведены в исправное состояние постоянные энергоразводки (газов, сжатого воздуха, сварочных сетей, низковольтных сетей, освещения и т.п.);

л) укомплектованы и проинструктированы ремонтные бригады.

5.6.1.14 Вывод оборудования и сооружений в ремонт должен производиться по оперативным диспетчерским заявкам в сроки, указанные в графиках ремонта и согласованные с организациями, в оперативном управлении и оперативном ведении которых они находятся, с оформлением распорядительного документа (приказа, распоряжения) на вывод из работы в ремонт.

5.6.1.15 Ремонт зданий и сооружений АЭС должен производиться по перспективным и годовым планам, а также вне плана по результатам надзора за их состоянием в случае выявления аварийно-опасного состояния.

5.6.1.16 При производстве ремонтных работ должны соблюдаться требования правил охраны труда, пожарной безопасности, промсанитарии, ядерной и радиационной безопасности (для АЭС).

5.6.1.17 Периодичность и объем планового технического обслуживания и ремонта оборудования и систем АЭС должны определяться требованиями по поддержанию их надежности в соответствии с условиями и пределами безопасной эксплуатации, установленными в проекте АЭС и предписаниями контролирующих органов.

Необходимость выполнения непланового технического обслуживания и ремонта оборудования и систем определяется по результатам надзора за их состоянием.

5.6.1.18 Плановый ремонт РУ должен производиться в соответствии с утвержденным графиком, и, как правило, приурочен ко времени замены ЯТ в ядерном реакторе (ЯР).

5.6.1.19 Ремонт головных образцов оборудования на АЭС должен производиться в сроки и в объеме в соответствии с программой подконтрольной эксплуатации, согласованной с предприятием-изготовителем (разработчиком) и утвержденной эксплуатирующей организацией.

5.6.1.20 Приемка из капитального и среднего ремонтов основного оборудования должна производиться приемочной комиссией, назначенной приказом, по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной техническим руководителем энергообъекта, энергопредприятия с составлением актов приемки по установленной форме.

Приемку из капитального и среднего ремонтов питательных насосных агрегатов, главных циркуляционных насосов (ГЦН) и систем безопасности проводит комиссия, возглавляемая техническим руководителем АЭС, а приемку вспомогательного оборудования, зданий и сооружений из капитального ремонта и всего оборудования из текущего ремонта - под руководством начальника соответствующего подразделения.

5.6.1.22 Оборудование электростанций, электрических сетей 35 кВ и выше, прошедшее капитальный или средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям согласно программ, утвержденным техническим руководителем, под нагрузкой в течение 48 часов, а всё остальное оборудование, в том числе тепловых сетей, - в течение 24 часов.

Если приемо-сдаточные испытания под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считается время последней в процессе испытаний постановки оборудования под нагрузку.

5.6.1.23 В случае необходимости перевода основного оборудования непосредственно после капитального или среднего ремонта в резерв, вывод его в резерв допускается только после проведения приемо-сдаточных испытаний согласно 5.6.1.22.

5.6.1.24 При приемке из ремонта оборудования и систем безопасности (для АЭС) должна проводиться оценка качества ремонта по показателям, характеризующим полноту выполнения запланированных работ, качество отремонтированного оборудования и

выполненных работ, уровень надежности, пожарной безопасности и радиационной безопасности (для АЭС).

5.6.1.25 Временем окончания капитального и среднего ремонта является:

- для паровых котлов ТЭС с поперечными связями и ИТ - время подключения котла к стационарному паропроводу свежего пара или время вывода в резерв;

- для энергоблоков ТЭС и АЭС, турбоагрегатов ТЭС с поперечными связями, гидроагрегатов, ВЭУ и трансформаторов - время включения генератора в сеть, трансформатора – время постановки под нагрузку;

- для тепловых сетей - время включения сети и установление в ней циркуляции сетевой воды;

- для электрических сетей - момент успешной постановки под напряжение.

5.6.1.26 На энергообъектах, энергопредприятиях, ремонтных и наладочных организациях должен вестись систематический учет технико-экономических показателей ремонтного обслуживания оборудования, зданий и сооружений по соответствующим методикам и на базе его анализа разрабатываться организационно-технические мероприятия по улучшению этих показателей.

5.6.1.27 Энергообъекты, энергопредприятия должны иметь оборудованные мастерские и ремонтные площадки в производственных помещениях. Мастерские и площадки должны быть оснащены необходимыми механизмами, станочным парком, приспособлениями и инструментом, соответствовать санитарным нормам и требованиям пожарной безопасности, обеспечивая высокую культуру производства.

Кроме этого, на АЭС должны быть помещения для ремонта радиоактивного тепломеханического и электрического оборудования, построенные (реконструированные) в соответствии с требованиями радиационной безопасности, оснащенные средствами дезактивации и радиационного контроля.

При производстве ремонтных работ в зоне строгого режима должны выполняться требования правил радиационной и ядерной безопасности, использоваться учетный инструмент, имеющий отличительную окраску.

5.6.1.28 Энергоустановки должны быть оснащены стационарными и передвижными подъемно-транспортными средствами, такелажными приспособлениями, инструментом и средствами механизации ремонтных работ, а на АЭС - также приспособлениями для дистанционного осмотра и ремонта.

5.6.1.29 Ремонтные, ремонтно-наладочные организации и подразделения энергопредприятий должны быть укомплектованы технологической документацией, инструментом и средствами производства специальных ремонтных работ.

5.6.1.30 На энергообъектах, энергопредприятиях должны быть созданы в соответствии с действующими нормами резервные фонды запасных частей, материалов и обменные фонды арматуры, узлов, оборудования.

Запасное оборудование и узлы однотипных агрегатов (роторы турбин, генераторов, питательных насосов, диафрагмы, комплекты турбинных лопаток и обмоток статоров генераторов и т.п.) должны предусматриваться в качестве централизованного запаса.

На базах хранения запасных частей и оборудования должен вестись учёт, обеспечена их сохранность и систематическое пополнение.

Оборудование, запасные части, узлы и материалы, сохранность которых нарушается под действием внешних атмосферных условий, должны храниться в закрытых складах.

5.6.2 Модернизация и реконструкция

5.6.2.1 Для повышения надежности оборудования и устойчивости ОЭС Украины, а также улучшения технико-экономических показателей, продления срока эксплуатации должна осуществляться модернизация и реконструкция оборудования, сооружений, систем контроля и управления, устройств РЗА и СДТУ.

5.6.2.2 В каждом объединении (энергокомпании), независимо от форм собственности, должны быть разработаны долгосрочные планы технического перевооружения и реконструкции электростанций и сетей. При этом должна сохраняться приемственность выполнения этих планов при изменении владельца или формы собственности.

5.6.2.3 Для выполнения требований Закона Украины “Об электроэнергетике” по обеспечению надежности и устойчивости ОЭС Украины и ее связей с энергообъединениями других государств под руководством Минтопэнерго разрабатывается долгосрочный план технического перевооружения и ежегодный “План мероприятий по повышению надежности работы оборудования и устойчивости ОЭС Украины и региональных ЭЭС”. В нём определяются объекты, виды и объёмы работ, сроки реализации, источники финансирования мероприятий.

“План мероприятий по повышению надежности работы оборудования и устойчивости ОЭС Украины и региональных ЭЭС” согласовывается Национальным комитетом по регулированию в электроэнергетике и утверждается Минтопэнерго Украины.

5.6.2.4 Порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики и региональных ЭЭС при модернизации, реконструкции, замене и вводе нового оборудования, устройств РЗА, управления, мониторинге СДТУ, которые передаются в управление или ведение региональной ЭЭС, определяется следующим:

а) субъекты энергетики регионов обязаны:

1) согласовывать с ЭЭС объёмы, сроки, условия реконструкции до разработки технических условий на поставку оборудования (до подготовки тендерной документации в случае конкурсных торгов);

2) согласовывать с ЭЭС технические условия на поставку оборудования или аппаратуры (разделы “Технические спецификации”, “Документация”, “Испытания”, “Сроки поставки”, “Обучение по контракту”);

3) обеспечивать получение документации по контракту, её перевод на украинский (русский) язык (в случае применения оборудования и аппаратуры импортного производства) и своевременную её передачу соответствующим подразделениям ЭЭС и проектным организациям;

4) включать при комплектации групп для обучения на фирме-поставщике оборудования или аппаратуры в их состав специалистов ЭЭС, которые будут обеспечивать выбор уставок и согласование принципиальных схем в службах РЗА, согласование производственных инструкций по эксплуатации этого оборудования или аппаратуры;

5) привлекать представителей ЭЭС на все технические совещания с представителями фирмы-поставщика оборудования;

6) обеспечить получение для служб РЗА от поставщика или разработать “Методические указания по выбору уставок устройств РЗА импортного производства”, согласовать их с службой РЗА первого уровня и представить в ЭЭС;

7) разрабатывать программы испытаний (проверок) и эксплуатационную документацию, согласовывать их с ЭЭС;

8) осуществлять приемку в эксплуатацию нового оборудования и аппаратуры с участием представителей ЭЭС;

9) осуществлять техническое обслуживание нового оборудования и аппаратуры в сроки, согласованные с ЭЭС;

б) региональные ЭЭС обязаны:

1) согласовывать объёмы, сроки и условия реконструкции или давать мотивированные отказы или альтернативные предложения;

2) согласовывать технические условия на поставку оборудования или аппаратуры и участвовать во всех этапах работ по модернизации, реконструкции, замене или вводу

оборудования или аппаратуры согласно 5.6.2.4, а), перечисления 3) – 9);

5.6.2.5 Технические условия на поставку импортного оборудования и собственно оборудование должны соответствовать действующим в Украине НД.

5.6.2.6 Оборудование электростанций и сетей, устройства РЗА и СДТУ после модернизации и реконструкции подлежат приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в соответствии с 5.6.1.22 и дополнительными требованиями, если таковые предусмотрены заводскими инструкциями и/или специальными программами.

5.6.2.7 Ответственность за модернизацию и реконструкцию электростанций и сетей, устройств РЗА и СДТУ должна возлагаться на руководство субъектов электроэнергетики регионов и региональных ЭЭС.

5.6.2.8 Управление научно-технической политики и экологии Минтопэнерго Украины (или отраслевой Центр сертификации - при его создании) организывает сертификацию нового оборудования и аппаратуры отечественного и импортного производства, определяет возможность их использования в энергетической отрасли.

5.7 Контроль состояния металла

5.7.1 Контроль состояния металла на ТЭС

5.7.1.1 Для обеспечения надежности работы теплоэнергетического оборудования и предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны дефектами изготовления деталей, а также развитием процессов ползучести, эрозии, коррозии, снижением прочностных и пластических характеристик металла при эксплуатации, должен быть организован контроль за состоянием основного и наплавленного металла.

5.7.1.2 Контроль металла должен проводиться по планам, утвержденным техническим руководителем (главным инженером) электростанции (энергообъекта), в сроки и в объемах, предусмотренных НД, в которых содержатся требования по контролю металла в пределах как нормативного (паркового ресурса), так и сверхнормативного срока службы.

При необходимости должен быть организован дополнительный контроль металла сверх предусмотренного НД.

5.7.1.3 Основными НД, регламентирующими методы, объемы и сроки контроля металла в длительной эксплуатации являются:

– ГКД 34.17.401 “Контроль и продление срока службы металла оборудования тепловых электростанций. Типовая инструкция. Часть 1. Котлы, турбины и трубопроводы с давлением 9 МПа и выше”;

– ДНАОП 0.00-1.07 “Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением”;

– ДНАОП 0.00-1.08 “Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов”;

– ДНАОП 0.00.-1.11 “Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды”.

Дополнительно рекомендуются:

– РД 10-262-98 “Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций” (Российская Федерация);

– “Положение о техническом диагностировании энергетического оборудования предприятий Министерства промышленной политики Украины”- для оборудования с давлением свежего пара менее 9 МПа в части объемов и сроков.

Основными НД, регламентирующими расчеты на прочность деталей длительно эксплуатируемых котлов и трубопроводов являются:

- ОСТ 108.031.08 “Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Общие положения по обоснованию толщины стенки”;

- ОСТ 108.031.09 “Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Методы определения толщины стенки”;

-ОСТ 108.031.10 “Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Определение коэффициентов прочности”.

5.7.1.4 Контроль металла должен осуществляться специалистами лаборатории или службы металлов совместно с персоналом цехов, в ведении которых находится соответствующее оборудование. При необходимости могут быть привлечены специализированные организации, имеющие разрешение Госнадзорхрантруда.

5.7.1.5 На электростанции (энергообъекте) должен быть организован сбор и анализ информации о результатах контроля и повреждениях металла для разработки мероприятий, исключающих аварийные остановы и отказы оборудования.

5.7.1.6 Технические документы, в которых регистрируются результаты контроля, должны храниться в цехе до вывода оборудования из эксплуатации (до списания оборудования).

5.7.1.7 На электростанции (энергообъекте) должен проводиться входной контроль металла, включая пооперационный, с целью определения технического уровня поставляемых узлов и деталей, влияющих на надежность и безопасность оборудования, а также получения данных для сравнительной оценки состояния основного и наплавленного металла до ввода оборудования в эксплуатацию и при последующем эксплуатационном контроле, а также для оценки их соответствия техническим условиям и действующим НД.

5.7.1.8 Входному контролю подлежит металл вводимых теплоэнергетических установок, а также впервые устанавливаемых при ремонте эксплуатируемого оборудования узлов и деталей. Методы и объемы входного контроля металла определяются ГКД 34.25.301 “Котлы, турбины и трубопроводы ТЭС. Положение о входном контроле металла теплоэнергетического оборудования с давлением 9 МПа и выше”.

5.7.1.9 Эксплуатационный контроль должен быть организован для оценки изменения состояния металла элементов оборудования и проверки его пригодности к дальнейшей эксплуатации в пределах нормативного срока службы (паркового ресурса).

5.7.1.10 При проведении эксплуатационного контроля металла должны измеряться остаточная деформация и толщина стенок нагруженных внутренним давлением деталей, работающих в условиях ползучести или эрозионного износа, а также в коррозионной среде. Кроме того, должны контролироваться механические свойства и сплошность основного и наплавленного металла.

Объем и периодичность эксплуатационного контроля основного оборудования ТЭС регламентированы ГКД 34.17.401.

5.7.1.11 Измерения остаточной деформации (при необходимости с проверкой скорости ползучести) должны быть организованы на высокотемпературных, с рабочей температурой выше 450 °С, прямых трубах, прямых участках гибов и коллекторах с наружным диаметром более 100 мм.

К высокотемпературным также относятся гибы паропроводов из углеродистой стали с рабочей температурой выше 400 °С при расчетных напряжениях от внутреннего давления согласно ОСТ 108.031.08 и ОСТ 108.031.09 более 50% от допускаемого значения или наработке сверх паркового ресурса.

Контроль остаточной деформации осевых каналов роторов высокого давления (РВД) и роторов среднего давления (РСД) турбин ЛМЗ и УТМЗ с рабочей температурой пара 530°С и выше производится при диаметре канала 70 мм и выше.

5.7.1.12 Для измерения толщины стенки и оценки сплошности металла должны применяться, как правило, неразрушающие методы контроля (внешний осмотр, ультразвуковая, магнитопорошковая и цветная дефектоскопия, гамма-дефектоскопия и т.п.).

5.7.1.13 Основным критерием необходимости детального обследования состояния металла (технического диагностирования) и определения возможности дальнейшей надёжной его эксплуатации является наработка паркового ресурса.

Парковый ресурс для основных узлов и деталей, определяющих длительность эксплуатации оборудования (барабаны и коллектора котлов; гибы общестанционных, внутрикотельных и внутритурбинных трубопроводов; роторы, цилиндры и корпуса стопорно-регулирующих клапанов турбин, сосуды большого объёма, эксплуатируемые под давлением), должен устанавливаться (уточняться) с учетом фактических размеров и параметров среды (Приложение А) в следующих случаях:

- отсутствия в проектной документации указанных сведений;
- несоответствия указанных сведений конкретным указаниям Приложения А;
- несоответствия условий эксплуатации (параметров среды) вышеуказанных узлов и деталей проектным или отклонений их размеров от проектных, если это приводит к сокращению расчетного или паркового ресурса;
- выявления повреждений из-за истощения ресурса в ходе эксплуатации, ускоренной ползучести или износа по данным эксплуатационного контроля.

Сведения о парковых, расчетных ресурсах или расчетных сроках службы оборудования и трубопроводов для проектных размеров и условий эксплуатации должны быть приведены в проектной документации.

Для однотипных деталей, с наиболее высокими параметрами среды или минимальными толщинами стенок, индивидуальные парковые ресурсы определяются на основании Приложения А.

Результаты определения или уточнения парковых ресурсов должны быть занесены в паспорт оборудования (трубопровода). Если они превышают проектные или указанные в НД, то способ их определения и величины необходимо согласовать с ОРГЭС.

5.7.1.14 Допускается смещение сроков выполнения технического диагностирования каждой детали в большую или меньшую сторону до 10 % от продолжительности индивидуального паркового ресурса. Для деталей с предусмотренным контролем микроповреждаемости, смещение сроков выполнения технического диагностирования не должно превышать 5 % от продолжительности индивидуального паркового ресурса.

При невозможности соблюдения указанных требований для деталей одного котла или трубопровода из-за разброса индивидуальных парковых ресурсов при проведении одновременного технического диагностирования агрегата в целом, техническое диагностирование должно выполняться в ходе нескольких плановых ремонтов поочередно, по мере истощения индивидуальных парковых ресурсов конкретных деталей.

Досрочное выполнение технического диагностирования оборудования в целом или отдельных его деталей ранее истощения паркового ресурса необходимо в случаях:

- длительной эксплуатации оборудования (трубопровода) с отличающимися от проектных параметрами, если это приводит к снижению паркового ресурса более чем на 5 %;
- наличия в составе оборудования и трубопроводов (кроме случаев, когда изменение параметров было учтено при уточнении паркового ресурса, согласно 5.7.1.13), узлов и деталей с индивидуальным парковым ресурсом меньшим проектного или уточнённого - более, чем на 5 %;
- при выявлении неустраняемых в ходе ремонтов дефектов;
- при выявлении в ходе эксплуатации неоднократных однотипных повреждений;
- при неудовлетворительных характеристиках металла по результатам эксплуатационного контроля;
- при достижении пластической деформации, превышающей половину допустимой для высокотемпературных деталей;

– многочисленных или длительных нарушениях норм ВХО или требований П 34-70-005 “Положение об оценке ресурса, порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа” для водоопускных труб котлов по решению экспертно-технических комиссий (ЭТК), создаваемых при энергетических компаниях, в состав которых входят представители энергообъектов.

5.7.1.15 Допустимость и условия дальнейшей эксплуатации деталей, исчерпавших парковый ресурс, а также в случаях неудовлетворительных результатов эксплуатационного контроля или выявления повреждений, которые не могут быть устранены ремонтом, определяются ЭТК.

Для уточнения парковых ресурсов и технического диагностирования могут привлекаться в качестве исполнителей или консультантов специализированные организации, имеющие соответствующие разрешения Госнадзорхрантруда и опыт применения современных методов диагностирования и расчетной оценки прочности при длительной эксплуатации в объеме действующих НД.

5.7.1.16 Экспертно-техническая комиссия рассматривает:

- программу технического диагностирования конкретного агрегата;
- результаты технического диагностирования и эксплуатационного контроля деталей и узлов, указанных в 5.7.1.17 и 5.7.1.19, а также эксплуатационного контроля однотипных по конструкции и условиям работы деталей (узлов) за весь срок эксплуатации и в ходе ремонтов;

- нормативную документацию по критериям допустимости дальнейшей эксплуатации исчерпавших парковый ресурс или дефектных деталей;

- централизованную информацию по опыту эксплуатации аналогичных деталей (узлов) на других ТЭС.

По результатам рассмотрения ЭТК принимает решение:

- по продлению эксплуатации вышеуказанных деталей (узлов) в полном или частичном объеме, при необходимости - с дополнительным контролем;

- по продлению эксплуатации с предварительным ремонтом;

- о полной или частичной замене деталей (узлов), не удовлетворяющих требованиям 5.7.1.17, 5.7.1.19 и 5.7.1.20.

Решения ЭТК о продлении срока службы оборудования и трубопроводов сверх паркового ресурса или с неустранёнными дефектами должны быть согласованы с ОРГРЭС.

5.7.1.17 При техническом диагностировании для деталей, работающих в условиях ползучести, выполняются:

- а) расчетное уточнение паркового ресурса или допустимого продления срока эксплуатации наиболее нагруженных элементов с учётом фактических условий работы.

Расчеты парковых ресурсов или допустимого продления срока эксплуатации выполняются специализированными организациями для следующих элементов паровых турбин:

- цельнокованных РВД и РСД. До разработки соответствующих программ для ЭВМ допускается использование расчетов для проектных условий эксплуатации и данных по опыту эксплуатации однотипных турбин;

- корпусных деталей ЦВД, ЦСД, корпусов СК и РК. Расчеты должны выполняться в случаях выявления неустраняемых при ремонте дефектов и невозможности замены или количестве пусков больше проектного.

Для гибов паропроводов индивидуальные парковые ресурсы уточняются согласно Приложению А с учётом усредненных параметров пара за весь срок эксплуатации и фактической толщины растянутой зоны на время выполнения технического диагностирования;

- б) контроль сплошности металла гибов, сварных соединений и радиусных переходов литых деталей в объеме требований ГКД 34.17.401;

в) анализ данных проведенных измерений ползучести за всё время эксплуатации;
г) контроль твердости металла гнутых зон гибов, сварных соединений и литых деталей;

д) контроль фактической толщины стенок деталей, нагруженных внутренним давлением. Для гибов, исчерпавших индивидуальный парковый ресурс или с пластической деформацией свыше 0,4 %, контроль твердости металла - 100 % гибов;

е) выборочный неразрушающий контроль начала растрескивания в наиболее нагруженных зонах и зонах повышенной ползучести (контроль микроповреждаемости методом реплик). Для однотипных деталей с одинаковыми условиями эксплуатации выборочный контроль микроповреждаемости выполняется на деталях с наименьшей фактической толщиной стенки и наибольшей пластической деформацией, кроме того контроль микроповреждаемости необходим для гибов паропроводов с овальностью выше допустимой или менее 2 %;

ж) оценка степени графитизации сварных соединений деталей из углеродистой стали;

и) проверка дополнительных критериев допустимости продолжения эксплуатации металла корпусных деталей и роторов турбин согласно ГКД 34.17.401 (разделы 6, 7 и приложение А), при необходимости - дополнительно согласно РД 10-262.

При сомнительных результатах контроля вышеуказанными методами рекомендуется выборочный разрушающий контроль по вырезкам. Для гибов паропроводов результаты контроля по вырезке представительны только для вырезок из гнутой зоны.

5.7.1.18 Эксплуатация высокотемпературных деталей (кроме поверхностей нагрева) после исчерпания индивидуального паркового ресурса и проведения технического диагностирования допускается при выполнении следующих условий:

- допустимых величине и скорости пластической деформации по предыдущему циклу контроля;

- удовлетворительных результатах контроля микроповреждаемости и сплошности;

- твердости гнутых зон гибов, наплавленного металла и околошовных зон сварных соединений и характеристиках металла высокотемпературных деталей турбин, удовлетворяющих требованиям ГКД 34.17.401;

- степени графитизации сварных соединений деталей из углеродистой стали согласно ОСТ 34.70.690 "Металл паросилового оборудования электростанций. Методы металлографического анализа в условиях эксплуатации" не более 1 балла.

Для деталей, для которых действующими НД или проектом контроль пластической деформации и микроповреждаемости не предусмотрен, продление эксплуатации допускается при удовлетворительных результатах эксплуатационного контроля и технического диагностирования на основании расчета, выполняемого специализированной организацией, и дополнительных критериев возможности продления согласно 5.7.1.17.

Для гибов высокотемпературного паропровода продление срока службы сверх индивидуального паркового ресурса определяется по гибам с наименьшим индивидуальным парковым ресурсом или с пластической деформацией свыше 0,4 % при удовлетворительных результатах выборочного контроля микроповреждаемости не менее трёх из указанных гибов.

Трещины любого вида на гibaх и сварных соединениях паропроводов не допускаются.

В случаях неудовлетворительных результатов контроля микроповреждаемости (балл 4 и выше по ОСТ 34.70.690) на одном из проверенных гибов паропровода или наличия информации о повреждениях однотипных по конструкции, параметрам пара и наработке гибов с признаками исчерпания ресурса на других ТЭС, контроль микроповреждаемости должен выполняться на всех однотипных гibaх, где остаточная деформация превысила 0,4% или индивидуальный парковый ресурс близок к фактической наработке.

При выявлении на гйбах паропроводов микроповреждаемости выше балла 3 по ОСТ 34.70.690 продление допускается по согласованию с ОРГРЭС.

Критерии допустимости продолжения эксплуатации роторов и корпусных деталей паровых турбин приведены в РД 10-262 (раздел 6).

5.7.1.19 При техническом диагностировании низкотемпературных (без ползучести) деталей котлов и трубопроводов должны выполняться:

- уточнение расположения зон наибольшего коррозионного и эрозионного износа и значений минимальных толщин стенок деталей в этих зонах и однотипных деталей в других зонах;

- выборочная проверка соответствия прочностных и пластических характеристик металла в холодном состоянии требованиям ТУ или НД;

- расчетное определение напряжений от внутреннего давления согласно ОСТ 108.031.09 в зонах минимальной толщины и допустимости их с учетом фактических характеристик металла (коэффициент запаса прочности по пределу текучести не менее 1,5);

- расчетное или экспериментальное определение зон расположения наибольших циклических напряжений и допускаемых значений их в зависимости от количества циклов согласно РТМ 24.038.08 “Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность” и РТМ 24.038.11 “Расчет прочности трубопроводов энергоустановок для условий нестационарных температурных режимов”;

- контроль сплошности металла гйбов трубопроводов и сварных соединений в объеме требований ГКД 34.17.401 (приложение А) с увеличением объема при негативных результатах эксплуатационного контроля;

- контроль сплошности деталей турбин в объеме требований ГКД 34.17.401 (приложение А) по согласованию со специализированными организациями;

- при количестве циклов “пуск-останов” свыше 1000 или выявлении усталостных повреждений при эксплуатационном контроле - 100% контроль сплошности (УЗД и МПД) гйбов и нагруженных внутренним давлением сварных соединений (кроме стыковых соединений “труба с трубой”) в зонах, где амплитуда расчетных циклических напряжений превышает 80 % максимального значения. В зонах с меньшими амплитудами циклических напряжений объем контроля устанавливается ЭТК с учетом результатов контроля зон с высокими напряжениями;

- внешний осмотр и гидравлические испытания ;

- для трубопроводов, эксплуатируемых с повышенной вибрацией, указанных в 8.8.1.6, – контроль сплошности металла гйбов и сварных соединений в зонах максимальных напряжений.

Для барабанов котлов методы и объемы технического диагностирования рекомендуется принимать согласно РД 34.17.442.

Для водопускных труб котлов порядок эксплуатационного контроля и диагностирования определяется согласно П 34-70-005. При неудовлетворительной надежности гйбов в ходе предыдущей эксплуатации необходима замена их на гйбы с утолщенной стенкой согласно указаниям П 34-70-005.

5.7.1.20 Продолжение эксплуатации низкотемпературных деталей котлов (кроме поверхностей нагрева) и трубопроводов после наработки паркового ресурса и проведения технического диагностирования допускается при выполнении следующих условий:

- минимальной фактической толщине стенки при соответствии качества металла требованиям НД – не менее 90 % проектной. При толщине стенки менее 90 % проектной продолжение эксплуатации допускается только при удовлетворительных результатах проверочного расчета на прочность от внутреннего давления согласно ОСТ 108.031.08 и ОСТ 108.031.09 с учетом фактических параметров и минимальных значений толщины стенки;

- удовлетворительных результатах контроля сплошности, включая указанные в 5.7.1.19 зоны высоких усталостных нагрузок;
- глубине продольных дефектов на наружной и внутренней поверхностях гибов не более 2 мм или 10 % толщины стенки;
- отсутствии трещин на недоступных для осмотра и ремонта внутренних поверхностях прямых труб, гибов и продольных швах труб; на наружных поверхностях гибов и продольных швов трещины должны быть устранены;
- выполнении дополнительных требований для трубопроводов питательной воды согласно РД 10-262 (раздел 6).

В случаях снижения прочностных характеристик металла ниже требований НД, но сохранении удовлетворительных пластических характеристик и ударной вязкости, продолжение эксплуатации с проектными параметрами допускается при удовлетворительных результатах проверочного расчёта на прочность от внутреннего давления (запас прочности относительно фактического предела текучести не менее 1,5) и удовлетворении требованиям П 34-70-005.

Для барабанов котлов условия допустимости продолжения эксплуатации сверх паркового ресурса приведены в РД 10-262 (раздел 6).

Для водоопускных труб котлов условия допустимости продолжения эксплуатации приведены в П 34-70-005.

5.7.1.21 Объём и методы диагностирования низкотемпературных деталей паровых турбин устанавливаются ГКД 34.17.401 (раздел 7, приложение А).

Допустимость продления эксплуатации низкотемпературных деталей паровых турбин с дефектами, при невозможности устранения дефектов или замены дефектных деталей в ходе ремонта, определяется специализированной организацией.

5.7.1.22 При техническом диагностировании нагруженных давлением деталей низкотемпературных сосудов, где возможен внутренний осмотр, должны выполняться:

- обследование внутренней поверхности сосуда с определением максимальной глубины коррозионного и эрозионного износа;
- УЗД и МПД нагруженных внутренним давлением сварных соединений корпуса и днища;
- выборка трещин абразивом на всю глубину с последующим контролем МПД или ЦД;
- определение фактической овальности обечаек;
- обследование и контроль УЗД или МПД вмятин и выпучин;
- определение механических свойств материала по испытаниям образцов из вырезки;
 - расчёт на прочность корпуса и днища с учётом фактических параметров, минимальной толщины стенки и местных утонений согласно ГОСТ 14249 “Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчёта на прочность” или ОСТ 108.031.08 и ОСТ 108.031.09;
 - расчёт на усталость согласно ГОСТ 25859 “Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчёта на прочность при малоцикловых нагрузках” при количестве циклов нагружения более 1000 или эксплуатации с частыми колебаниями давления более 15% номинального или выявлении усталостных повреждений;
 - освидетельствование и гидравлическое испытание согласно ДНАОП 0.00-1.07.

Для деаэраторов повышенного давления дополнительно должны быть выполнены требования ГКД 34.17.404 “Техническое диагностирование и продление эксплуатации оборудования тепловых электростанций. Деаэраторы с давлением среды 0,6 МПа и выше”.

Для корпусов ПВД и ПНД дополнительно должны быть выполнены требования РД 34.17.428 “Положение о порядке продления срока эксплуатации корпусов ПВД и ПНД свыше 30 лет”.

Критерии допустимости дальнейшей эксплуатации деаэраторов и корпусов ПВД и ПНД при проектных параметрах:

- фактическая толщина корпуса в местах коррозионных язвин не менее 90% проектной (при соответствии характеристик металла требованиям НД);
- отсутствие трещин, непроваров, выпучин и вмятин с дефектами сплошности;
- твердость металла в интервале HB110÷HB180;
- овальность обечаек не выше допустимой (проектной);
- удовлетворительные результаты гидроиспытания согласно требованиям ДНАОП 0.00-1.07;
- удовлетворительные результаты проверочных расчетов прочности;
- фактическая толщина обечаек и днищ корпусов ПВД не менее указанной в РД 34.17.428.

5.7.1.23 Разрешение на продление срока эксплуатации оборудования, подведомственного Госнадзорохрантруда, сверх паркового ресурса на основании результатов технического диагностирования и решения ЭТК выдается местной инспекцией Госнадзорохрантруда с записью в паспорте оборудования.

5.7.1.24 Для высокотемпературных деталей котлов и паропроводов с наработкой сверх индивидуального паркового ресурса или пластической деформацией, превышающей 50% допустимой, при удовлетворительных результатах технического диагностирования эксплуатационный контроль металла в ходе дальнейшей эксплуатации выполняется со следующими особенностями:

а) контроль остаточной деформации должен выполняться для прямых труб не более, чем через 50000 ч; для прямых участков гибов, где контроль микроповреждаемости отсутствует, – не более, чем через 25000 ч;

б) для гибов, где при техническом диагностировании выполнялся контроль микроповреждаемости, интервал до повторного контроля микроповреждаемости в местах выполнения предыдущего (с повторной полировкой) определяется в зависимости от балла микроповреждаемости по результатам предыдущего контроля, но не более 25 000 ч; контроль пластической деформации для этих гибов выполняется одновременно с повторным контролем микроповреждаемости;

в) для деталей, где индивидуальный парковый ресурс на время выполнения технического диагностирования наименее долговечных деталей не исчерпан и величина пластической деформации не превышает 50 % допустимой, эксплуатационный контроль выполнять в соответствии с ГКД 34.17.401 (приложение А) до времени исчерпания индивидуального ресурса или увеличения пластической деформации до 50% допустимой. После этого допустимость дальнейшей эксплуатации указанных деталей определяется ЭТК по результатам технического диагностирования в соответствии с 5.7.1.17, а эксплуатационный контроль в случае продолжения эксплуатации выполняется в соответствии с указаниями перечислений а) и б) (дополнительно к тем деталям, где повышенные требования к контролю были установлены по результатам предыдущего диагностирования);

г) контроль сплошности деталей с наработкой менее индивидуального паркового ресурса, включая радиусные переходы литья и сварные соединения, выполняться в объеме требований ГКД 34.17.401 (приложение А); для деталей с наработкой выше индивидуального паркового ресурса, с повышенной ползучестью или выявлением в ходе предыдущей эксплуатации неоднократных повреждений, периодичность контроля должна быть сокращена до 25000 ч;

д) контроль минимальной толщины стенки растянутой зоны и твердости гнутой зоны гибов паропроводов выполняется соответственно для трёх гибов каждого паропровода с минимальными толщинами стенок через каждые 50000 ч и трёх гибов с наименьшей твердостью через каждые 100000 ч после проведения технического диагностирования.

Объем контроля, кроме указанного в перечислениях а), б), в), г) и д), должен соответствовать требованиям ГКД 34.17.401 (приложение А).

Детали, которые не удовлетворяют требованиям 5.7.1.18, к дальнейшей эксплуатации не допускаются. Кроме того, не допускается продолжение эксплуатации:

- деталей, где выявлены неустраняемые в ходе ремонта дефекты;
- паропроводных гибов с увеличением скорости роста пластической деформации относительно установившегося ранее значения.

Допустимость продолжения эксплуатации должна быть согласована с ОРГРЭС в случаях:

- наработки гибом паропроводов свыше 1,5 индивидуального паркового ресурса;
- общей продолжительности эксплуатации свыше 400000 ч;
- снижения твёрдости металла, включая литые детали, ниже минимального значения согласно НД,

Требования перечислений а) - д) остаются в силе для дальнейшей эксплуатации при удовлетворительных результатах повторного контроля пластической деформации и микроповреждаемости. При этом результаты повторного контроля пластической деформации и микроповреждаемости используются для очередного цикла контроля в качестве результатов предыдущего.

Требования по методам, объёму и периодичности контроля высокотемпературных деталей паровых турбин приведены в ГКД 34.17.401 (приложение А). При наработке по времени или количеству циклов, превышающей парковый ресурс, или выявлении неустраняемых повреждений, требования по последующему контролю должны быть согласованы со специализированной организацией.

5.7.1.25 При удовлетворительных результатах технического диагностирования и продолжении эксплуатации низкотемпературных деталей котлов и трубопроводов эксплуатационный контроль металла выполняется со следующими особенностями:

- ультразвуковая толщинометрия (УЗТ) деталей с наибольшим коррозионным и эрозионным износом по данным технического диагностирования, со сроком выполнения – не позднее снижения толщины стенки до минимально допустимой согласно 5.7.1.20 по расчёту из условия равномерной скорости утонения по данным эксплуатационного контроля и технического диагностирования;

- 100% контроль сплошности гибов и сварных соединений трубопроводов в зонах повышенных циклических нагрузок (5.7.1.19), кроме стыковых соединений “труба с трубой”, после наработки 1000 циклов “пуск-останов”, где ранее такой контроль не выполнялся. Если такой контроль ранее выполнялся, то повторный контроль должен производиться после полуторакратной наработки количества циклов по отношению к предыдущему контролю. В случаях выявления при предыдущем или эксплуатационном контроле усталостных повреждений в зонах повышенных нагрузок количество циклов, при котором должен выполняться повторный контроль, устанавливается ЭТК;

- контроль сплошности гибов и сварных соединений трубопроводов согласно требованиям ГКД 34.17.401 (приложение А). Для деталей с выявлением в ходе технического диагностирования значительного количества повреждений объём контроля увеличивается, а периодичность его сокращается согласно решению ЭТК;

- выборочный контроль соответствия прочностных и пластических характеристик металла в холодном состоянии требованиям НД выполняется одновременно с контролем сплошности гибов и сварных соединений в зонах повышенных циклических нагрузок, но не позднее полуторакратной наработки в часах на время выполнения предыдущего контроля;

- в случаях продления эксплуатации деталей без устранения допустимых согласно 5.7.1.20 дефектов, требования по периодичности контроля их развития должны быть установлены ЭТК.

Объём контроля, кроме вышеуказанного, должен соответствовать требованиям ГКД 34.17.401 (приложение А).

Детали, которые не удовлетворяют требованиям 5.7.1.20, к дальнейшей эксплуатации не допускаются. Кроме того, не допускается продолжение эксплуатации деталей, у которых выявлено:

- увеличение размеров дефектов, не устранённых в ходе предыдущего ремонта;
- неустраняемые в ходе ремонта нарушения сплошности, включая дефекты в недоступных для осмотра и ремонта зонах, с предельными размерами согласно 5.7.1.20;
- снижение пластических характеристик и ударной вязкости менее минимально допустимых значений согласно НД;
- снижение прочностных характеристик, приводящее к уменьшению запасов прочности по напряжениям от внутреннего давления ниже минимально допустимых значений согласно ОСТ 108.031.08 (раздел 5).

Требования по объёму, периодичности и методам контроля низкотемпературных деталей паровых турбин приведены в ГКД 34.17.401 (раздел 7, приложение А).

Требования к состоянию металла сосудов для продолжения эксплуатации, при удовлетворительных результатах технического диагностирования, приведены в 5.7.1.22.

5.7.2 Контроль состояния металла на АЭС

5.7.2.1 Для обеспечения надёжности и безопасности работы тепломеханического оборудования и трубопроводов АЭС, предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны дефектами изготовления деталей, а также развитием эрозии, коррозии, снижением прочностных характеристик металла и сварных соединений в процессе эксплуатации, должен быть организован контроль за состоянием основного, наплавленного металла и сварных соединений.

5.7.2.2 Контроль состояния металла подразделяется на предэксплуатационный, периодический, внеочередной.

Предэксплуатационный контроль проводится до ввода оборудования и трубопроводов в эксплуатацию с целью определения исходного состояния металла в соответствии с требованиями НД, регистрации допустимых повреждений (несплошностей) для наблюдения за ними в процессе эксплуатации, выявления дефектов изготовления и монтажа.

Периодический контроль проводится в процессе эксплуатации оборудования и трубопроводов с целью выявления и регистрации повреждений, изменения физико-механических свойств и структуры металла, а также оценки его состояния.

Внеочередной контроль выполняется в соответствии с требованиями НД по контролю за состоянием металла оборудования и трубопроводов АЭС, по решению администрации АЭС, эксплуатирующей организации или органов государственного надзора.

5.7.2.3 Конкретный перечень оборудования и трубопроводов, подлежащих контролю, устанавливается типовыми программами контроля, разрабатываемыми эксплуатирующей организацией.

Типовые программы должны быть согласованы с основным разработчиком проекта АЭС, разработчиком РУ и органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины.

5.7.2.4 Типовая программа контроля металла должна составляться для каждого типа энергоблока и устанавливать конкретные виды оборудования и трубопроводов, виды и методики контроля по зонам, периодичность и объём контроля с указанием специальных средств контроля и критериев оценки результатов контроля, перечень и места установки образцов-свидетелей с указанием характеристик определяемых по этим образцам.

5.7.2.5 Перечень характеристик, определяемых по образцам-свидетелям, места их установки в оборудовании и трубопроводах, а также программа испытаний должны быть разработаны (или указаны) конструкторской (проектной) организацией.

Количество образцов-свидетелей должно быть таким, чтобы можно было четко

установить зависимость измеряемых характеристик от флюенса нейтронов.

5.7.2.6 На основании типовой программы контроля металла на АЭС, подразделением контроля металла совместно с подразделением-владельцем оборудования должны быть разработаны рабочие программы контроля металла для каждого энергоблока с конкретными перечнями контролируемого оборудования и трубопроводов, видов и количества образцов-свидетелей с указанием зон их размещения, описания (или ссылки на соответствующие документы) методик контроля, способов обработки результатов и отчетной документации, необходимых организационно-технических мероприятий и требований по охране труда.

Для обоснованного определения ресурса металла оборудования и трубопроводов, подверженных незначительным нейтронным облучениям, в проектной документации должны быть приведены сведения по расчетным рабочим и циклическим напряжениям в металле и их распределению по объёмной конфигурации деталей оборудования и длине трубопроводов.

Указанная рабочая программа утверждается техническим руководителем АЭС.

5.7.2.7 Контроль за состоянием металла должен осуществляться персоналом подразделения контроля металла АЭС совместно с персоналом цехов, в ведении которого находится соответствующее оборудование. Для выполнения работ могут привлекаться специализированные организации.

Результаты контроля должны регистрироваться в протоколах, заключениях или актах, являющихся отчетной документацией по контролю.

5.7.2.8 Ответственность за проведение контроля металла в соответствии с требованиями НД несет администрация АЭС.

5.7.2.9 На АЭС должен быть организован сбор и анализ информации о результатах контроля и повреждениях металла для разработки мероприятий, исключающих аварийные остановки и отказы оборудования.

5.7.2.10 Документация по контролю за состоянием металла должна храниться на АЭС в течение всего срока эксплуатации оборудования и трубопроводов.

5.7.2.11 Для пуско-резервных котельных требования по контролю состояния металла принимаются согласно 5.7.1.

5.8 Техническая документация

5.8.1 На каждом энергообъекте, энергопредприятии должны быть следующие документы:

- акты отвода земельных участков;
- геологические, гидрогеологические, геодезические и другие данные о территории с результатами испытаний грунтов и анализа грунтовых вод;
- акты заложения фундаментов с разрезами шурфов;
- акты приемки скрытых работ;
- акты (или журналы наблюдений) об осадках зданий, сооружений и фундаментов под оборудование;
- акты испытания устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;
- акты испытаний внутренних и наружных систем водоснабжения, пожарного водопровода, канализации, газоснабжения, теплоснабжения, отопления и вентиляции;
- акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- акты Государственной приемочной комиссии (для объектов государственной формы собственности) или Государственной технической приемочной комиссии (для объектов негосударственной формы собственности) и рабочих приемочных комиссий;
- акт о праве собственности на недвижимое имущество;
- генеральный план участка с нанесением зданий и сооружений, включая подземное

хозяйство;

- утвержденная проектная документация (технический проект, чертежи, пояснительные записки и т.п.) со всеми последующими изменениями;
- технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов, природоохранных установок и сооружений, оборудования;
- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства;
- исполнительные рабочие схемы электрических первичных и вторичных соединений и соединений СИТ;
- оперативные рабочие технологические схемы;
- чертежи запасных частей к оборудованию;
- инструкции по эксплуатации оборудования и сооружений, должностные инструкции для каждой должности и специальности;
- оперативный план и карточки пожаротушения;
- инструкции по пожарной безопасности;
- документация в соответствии с требованиями органов Государственного регулирования и надзора;
- инструкции по охране труда;
- материалы по расследованию технологических нарушений в работе;
- отчеты по инвентаризации выбросов вредных веществ;
- разрешение на выбросы вредных веществ;
- план-график контроля вредных выбросов в атмосферу;
- разрешение на спецводопользование;
- разрешение на размещение отходов в окружающей природной среде;
- комплект НД, регламентирующий эксплуатацию оборудования, зданий, сооружений.

5.8.2 На АЭС должна быть следующая дополнительная документация:

- акты испытаний систем безопасности;
- акты испытаний устройств, обеспечивающих радиационную безопасность;
- инструкции (положения) по радиационной безопасности;
- планы мероприятий по защите персонала и населения в случае радиационной аварии;
- техническое обоснование безопасности (ТОБ);
- информация о дозах внешнего и внутреннего облучения персонала АЭС и прикомандированного персонала;
- технологический регламент (регламенты) по безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС;
- регламент на техническое обслуживание и ремонт оборудования РУ и систем, важных для безопасности;
- паспорт на РУ, оформленный в Государственном комитете ядерного регулирования Украины;
- разрешение на эксплуатацию энергоблоков АЭС, выданное Государственным комитетом ядерного регулирования Украины;
- инструкции и графики проведения испытаний и проверок функционирования систем, важных для безопасности;
- программы и методики испытаний систем безопасности, систем и оборудования РУ;
- перечень ядерно-опасных работ;
- комплект НД, регламентирующих эксплуатацию АЭС.

5.8.3 Комплект технической документации, указанной в 5.8.1 и 5.8.2, должен быть зарегистрирован и храниться на энергопредприятии в установленном порядке. При

изменении собственника документация должна передаваться в полном комплекте новому владельцу, который обязан обеспечить её постоянное хранение.

Комплект проектной документации АЭС: исполнительная документация на строительство АЭС, акты испытаний и исполнительная документация на техническое обслуживание и ремонт систем (элементов) безопасности и элементов, важных для безопасности и отнесенных к классам 1 и 2, должны сохраняться на АЭС на протяжении всего срока её эксплуатации.

5.8.4 На каждом энергообъекте, энергопредприятии, энергокомпании и их подразделениях должен быть утвержденный техническим руководителем перечень инструкций, положений, схем, чертежей, технической документации.

Перечень должен пересматриваться не реже одного раза в 3 года.

5.8.5 На основном и вспомогательном оборудовании электростанций, ИТ и подстанций должны быть установлены заводские таблички с номинальными данными (параметрами) согласно государственному стандарту на это оборудование.

5.8.6 Все основное и вспомогательное оборудование, в том числе трубопроводы, системы и секции шин, а также арматура, шибера газо- и воздухопроводов, должно быть промаркировано в соответствии с требованиями НД согласно проекту.

При наличии избирательной системы управления (ИСУ) нумерация арматуры по месту и на исполнительных схемах должна быть выполнена двойной с указанием номера, соответствующего оперативной схеме, и номера по ИСУ.

5.8.7 Обозначения и номера, нанесенные в натуре, должны соответствовать обозначениям и номерам на схемах.

5.8.8 Все изменения в оборудовании, схемах, выполняемые в процессе эксплуатации, должны быть внесены в схемы и чертежи немедленно за подписью ответственного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях и схемах должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций и схем.

5.8.9 Технологические схемы (чертежи) должны проверяться на соответствие фактическим эксплуатационным не реже одного раза в 2 года с отметкой на них о проверке.

Сроки пересмотра инструкций по эксплуатации оборудования, перечни необходимых инструкций – один раз в 3 года.

Оперативные схемы должны ежегодно пересматриваться и утверждаться техническим руководителем согласно 13.6.5.

5.8.10 Комплекты необходимых схем должны находиться у дежурного диспетчера ЭЭС, тепловой и электрической сети, начальника смены электростанции (энергообъекта), начальника смены каждого цеха и энергоблока, дежурного подстанции, района тепловой и электрической сети, мастеров участков электрических сетей и мастера оперативно-выездной бригады.

Форма хранения технической документации должна определяться техническим руководителем энергопредприятия.

Основные схемы должны быть вывешены на видном месте в помещении размещения оборудования.

5.8.11 Все рабочие места оперативного персонала должны быть снабжены согласно перечню необходимой эксплуатационной документацией, разработанной в соответствии с требованиями настоящих Правил на основе заводских и проектных данных, типовых инструкций и других НД, опыта эксплуатации и результатов испытаний, а также с учетом местных условий. Перечень и инструкции по эксплуатации оборудования должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта, энергопредприятия.

Инструкции системного значения должны быть составлены с учетом требований НЭК “Укрэнерго” и утверждены главным диспетчером ЭЭС.

Перечень инструкций системного и межсистемного значений определяется соответственно энергосистемой и НЭК “Укрэнерго”.

5.8.12 В инструкциях по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, средств релейной защиты, телемеханики, связи и комплекса технических средств автоматической системы управления (АСУ) по каждой установке должны быть приведены:

- краткая характеристика оборудования установок, зданий и сооружений;
- описание работы схемы;
- критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы установки или комплекса установок;
- место установки датчиков и вторичных приборов СИТ, органов управления;
- порядок подготовки к пуску;
- порядок пуска, останова и режима работы оборудования, содержания зданий и сооружений во время нормальной эксплуатации;
- порядок обслуживания оборудования при нарушениях в работе и аварийных режимах;
- порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования, зданий и сооружений;
- требования по безопасности труда, взрыво- и пожаробезопасности, специфические для данной установки;
- мероприятия по обеспечению работоспособности оборудования, находящегося в резерве и готовности к пуску.

5.8.13 Должностные инструкции по каждому рабочему месту должны содержать разделы, предусмотренные методическими указаниями по составлению инструкций, в которых должны быть указаны:

- общие положения;
- перечень инструкций по эксплуатации оборудования и других НД, схем оборудования и устройств, знания которых обязательны для работников данной должности;
- права, обязанности и ответственность работника;
- взаимоотношения с вышестоящим, подчиненным и другим, связанным по работе персоналом;
- квалификационные требования.

Сроки пересмотра должностных инструкций определяются руководством энергопредприятия, но не реже одного раза в 3 года, а пересмотра положений о подразделении - не реже одного раза в 5 лет.

5.8.14 Инструкция по охране труда должна соответствовать требованиям Госнадзорхрантруда и разрабатываться в соответствии с ДНАОП 0.00-4.15 “Положение о разработке инструкций по охране труда” и разделом 5.12.

Инструкции для работ по охране труда с повышенной опасностью пересматриваются не реже одного раза в 3 года, а остальные инструкции не реже одного раза в 5 лет.

5.8.15 В случае изменения состояния или условий эксплуатации оборудования (систем) соответствующие дополнения должны быть внесены в инструкции по эксплуатации.

Информация об изменениях в инструкциях должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций. Изменения в инструкции заносятся в «Лист регистрации изменений (дополнений)».

5.8.16 У дежурного персонала должна находиться и вестись следующая оперативная документация в объеме, утвержденном техническим руководителем энергообъекта, энергопредприятия.

5.8.16.1 Диспетчер НЭК “Укрэнерго” (диспетчер ЭЭС):

- оперативная исполнительная схема (схема-макет);

- оперативный журнал;
- журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием;
- журнал или картотека заявок на вывод из работы оборудования, находящегося в управлении и ведении диспетчера;

- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- карты уставок релейной защиты и автоматики;
- журнал распоряжений.

5.8.16.2 Начальник смены электростанции:

- суточная оперативная исполнительная схема или схема-макет;
- оперативный журнал;
- журнал или картотека заявок диспетчеру на вывод из работы оборудования, находящегося в ведении диспетчера;

- журнал заявок техническому руководителю на вывод из работы оборудования, не находящегося в ведении диспетчера;

- журнал распоряжений;
- электронный журнал ценовых заявок.

5.8.16.3 Начальник смены энергоблока АЭС:

- проектные средства, активные фрагменты и мнемосхемы;
- карта уставок технологических защит и автоматики;
- оперативный журнал;
- журнал или картотека заявок диспетчеру на вывод из работы оборудования, находящегося в ведении диспетчера;

- журнал заявок техническому руководителю на вывод из работы оборудования, не находящегося в ведении диспетчера;

- журнал распоряжений.

5.8.16.4 Начальник смены электроцеха:

- суточная оперативная исполнительная схема или схема-макет;
- оперативный журнал;
- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- карты уставок релейной защиты и автоматики;
- журнал распоряжений;
- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;
- журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием;
- журнал инструктажей оперативного персонала.

5.8.16.5 Начальники смен тепловых цехов:

- оперативная исполнительная схема основных трубопроводов;
- проектные средства, активные фрагменты и мнемосхемы (для АЭС);
- оперативный журнал;
- журнал распоряжений;
- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;
- журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием;
- журнал инструктажей оперативного персонала;
- карта уставок технологических защит и автоматики.

5.8.16.6 Начальник смены реакторного цеха, ведущий инженер управления блоками (ВИУБ):

- перечень (альбом алгоритмов) технологических защит и блокировок РУ;
- оперативный журнал;
- карта уставок технологических защит и автоматики **РУ**;
- журнал распоряжений;
- журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием;
- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;
- журнал инструктажей оперативного персонала.

5.8.16.7 Начальник смены цеха тепловой автоматики и измерений:

- оперативный журнал;
- журнал технологических защит и автоматики и журнал технических средств АСУ;
- карта уставок технологических защит и сигнализации и карты заданий авторегуляторам;
- журнал распоряжений;
- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;
- журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием;
- графики опробования технологических защит, блокировок и сигнализации;
- журнал учета работы технологических защит;
- журнал инструктажей оперативного персонала.

5.8.16.8 Начальник смены отдела (службы, цеха) радиационной безопасности:

- оперативный журнал;
- протоколы передачи смены (чек-листы);
- карты уставок сигнализации систем радиационного контроля;
- схемы дозиметрического и технологического радиационного контроля;
- журнал распоряжений;
- ведомости- рапорта основных параметров радиационной обстановки;
- журнал учета выбросов в венттрубы энергоблоков и спецкорпуса;
- журнал учета измерений активности проб жидкостей;
- журнал учета доз оперативного персонала;
- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;
- журнал учета работ по дозиметрическим нарядам;
- журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием;
- журнал инструктажей оперативного персонала.

5.8.16.9 Начальник смены химического цеха:

- оперативные исполнительные схемы водоподготовительных установок и систем организации водно-химического режима;
- оперативный журнал;
- журнал распоряжений;
- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;
- журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием;
- журнал инструктажей оперативного персонала.

5.8.16.10 Дежурный подстанции с постоянным дежурством, диспетчер районной сети:

- суточная оперативная схема или мнемосхема (схема-макет);
- оперативный журнал;
- журнал заявок на вывод из работы оборудования;
- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- карты уставок релейной защиты и автоматики;
- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;
- журнал дефектов и неполадок с оборудованием.

5.8.16.11 Диспетчер теплосети:

- оперативная исполнительная схема трубопроводов;
- оперативный журнал;
- журнал заявок на вывод из работы оборудования;
- температурные и пьезометрические графики работы сетей;
- журнал распоряжений.
- журнал дефектов и неполадок оборудования.

5.8.16.12 Дежурный инженер района тепловой сети:

- оперативная исполнительная схема;
- оперативный журнал;

- журнал заявок на вывод из работы оборудования;
- журнал дефектов и неполадок с оборудованием;
- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям.

5.8.16.13 Диспетчер ВЭС:

- оперативная исполнительная схема;
- оперативный журнал;
- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- карты уставок релейной защиты и автоматики;
- журнал распоряжений;
- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;
- журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием;
- журнал заявок диспетчеру энергосистемы;
- журнал местных заявок на вывод оборудования из работы.

5.8.16.14 В зависимости от местных условий объем оперативной документации (п.п.5.8.16.1-5.8.16.13) может быть изменен или дополнен по решению технического руководителя энергопредприятия или энергообъединения.

5.8.17 На рабочих местах оперативного персонала в цехах электростанции, на щитах управления с постоянным дежурством персонала, на диспетчерских пунктах должны вестись суточные ведомости по формам, утвержденным техническим руководителем энергообъекта, энергопредприятия.

Оперативная документация может вестись с помощью компьютеров при условии обеспечения сохранности в нормативные сроки и запрета несанкционированного изменения.

5.8.18 Оперативную документацию ежедневно, в том числе и за выходные дни с записью о принятых мерах, должен просматривать административно-технический персонал и принимать необходимые меры к устранению дефектов и нарушений в работе оборудования и персонала.

Периодичность просмотра оперативной документации удаленных объектов (подстанций) определяет технический руководитель энергопредприятия.

5.8.19 Диспетчерские пункты энергокомпаний, сетевых предприятий и районов, главные и блочные щиты управления электростанций должны быть оборудованы устройствами автоматической звуковой (магнитной) записи всех оперативных переговоров, проводимых с использованием средств связи, в частности ПЭВМ.

5.8.20 Оперативная документация, диаграммы регистрирующих СИТ, магнитные записи оперативно-диспетчерских переговоров и выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом АСУ, относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в установленном порядке:

- ленты с записями показаний регистрирующих приборов – 3 года;
- распечатки основных параметров радиационной обстановки – 50 лет;
- магнитофонные записи оперативных переговоров в нормальных условиях – 10 суток, если не поступит указание о продлении срока;
- магнитофонные записи оперативных переговоров при технологических нарушениях в работе - 3 месяца, если не поступит указание о продлении срока.

5.8.21 Срок действия распоряжений для оперативного персонала определяется порядком, установленным на энергообъекте, энергопредприятии или распоряжением, его отменяющим.

5.8.22 На всех уровнях структуры Минтопэнерго Украины, энергокомпаниях, энергообъектах, энергопредприятиях должен быть создан банк технической информации на базе компьютерной техники. Содержание банка данных, периодичность пополнения, права доступа определяются положениями, разработанными и утвержденными техническими руководителями соответствующих структур.

5.9 Стандартизация, сертификация, лицензирование и система управления качеством.

5.9.1 Стандартизация

5.9.1.1 Стандартизация при осуществлении технической эксплуатации электрических станций и сетей заключается, в основном, в применении и соблюдении требований НД по стандартизации.

5.9.1.2 Согласно ДСТУ 1.1 "Государственная система стандартизации. Стандартизация и смежные виды деятельности. Термины и определения основных понятий" термин "нормативный документ" охватывает такие понятия (виды документов):

- стандарт;
- технические условия;
- технический регламент;
- свод правил (правила, руководство).

Указанные нормативные документы содержат обязательные и рекомендуемые положения.

К исполнению обязательных положений (требований) НД обязывает закон или регламент.

5.9.1.3 Согласно Закону Украины " О стандартизации" технические регламенты и другие нормативно-правовые акты устанавливают в качестве обязательных требования, исполнение которых обеспечивает:

- защиту жизни, здоровья и имущества человека;
- защиту животных и растений;
- охрану окружающей среды;
- безопасность продукции, процессов и услуг;
- предупреждение обмана относительно назначения и безопасности продукции;
- ликвидацию угрозы национальной безопасности;
- соблюдение методик выполнения измерений, подлежащих государственному метрологическому контролю и надзору.

5.9.1.4 В случае возникновения объективных препятствий для исполнения определенных обязательных требований НД по стандартизации необходимо проинформировать об этом центральный орган исполнительной власти в сфере стандартизации или другой орган в соответствии с Р50-063 "Рекомендации. Типовое положение о службах стандартизации".

5.9.2 Сертификация

5.9.2.1 Согласно ДСТУ 2462 "Сертификация. Основные понятия. Термины и определения" сертификация бывает обязательной и добровольной.

Обязательная сертификация – это сертификация на соответствие требованиям, отнесенным НД к обязательным для исполнения.

5.9.2.2 В сфере использования ядерной энергии обязательной сертификации подлежат в порядке, установленном законодательством:

- источники ионизирующего излучения;
- оборудование и сооружения для хранения и захоронения радиоактивных отходов;
- транспортные упаковки для перевозки радиоактивных материалов;
- элементы, важные для безопасности ядерных установок.

5.9.2.3 Обязательную сертификацию оборудования ядерных установок и важных для безопасности АЭС систем на соответствие требованиям норм, правил и стандартов по ядерной и радиационной безопасности должны осуществлять полномочные центральные органы исполнительной власти в соответствии с Законами Украины:

- "О подтверждении соответствия";
- "Об аккредитации органов по оценке соответствия".

5.9.3 Лицензирование

5.9.3.1 Деятельность в сфере производства, передачи и снабжения электрической энергии в Украине основывается на принципе выдачи лицензий, разрешений в соответствии с такими Законами Украины:

- "О предпринимательстве";
- "О лицензировании определенных видов хозяйственной деятельности";
- "Об электроэнергетике";
- "Об использовании ядерной энергии и радиационной безопасности";
- "О разрешительной деятельности в сфере использования ядерной энергии";
- "Об охране окружающей среды";
- "Об охране труда";
- "Об энергосбережении";
- "О метрологии и метрологической деятельности";
- "О подтверждении соответствия".

5.9.3.2 Лицензии выдают органы лицензирования, перечень которых утверждается Постановлением Кабинета Министров Украины.

5.9.3.3 Лицензия на производство, передачу и снабжение электроэнергией выдается Национальной комиссией по регулированию электроэнергетики.

5.9.3.4 Лицензирование в сфере проектирования и строительства (новое строительство, расширение, реконструкция и техническое переоснащение объектов электроэнергетики) осуществляет Государственный Комитет по строительству, архитектуре и жилищной политике Украины.

5.9.3.5 Лицензирование в сфере использования ядерной энергии осуществляет Государственный Комитет ядерного регулирования Украины в соответствии с Законом Украины "О разрешительной деятельности в сфере использования ядерной энергии".

5.9.3.6 Обязательному лицензированию в области использования ядерной энергии подлежат такие виды деятельности (Закон Украины "О разрешительной деятельности в сфере использования ядерной энергии" статья 7):

- проектирование ядерных установок или хранилищ для захоронения радиоактивных отходов;
- переработка урановых руд;
- перевозка радиоактивных материалов;
- переработка, хранение и захоронение радиоактивных отходов;
- производство, хранение, техническое обслуживание источников ионизирующего излучения;
- использование источников ионизирующего излучения;
- подготовка персонала для эксплуатации ядерной установки (согласно перечню должностей и специальностей, утвержденному Кабинетом Министров Украины);
- деятельность связанная с обеспечением физической защиты ядерных материалов и ядерных установок.

Для эксплуатирующих организаций или хранилищ для захоронения радиоактивных отходов орган государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности выдает лицензию на такие виды деятельности (Закон Украины "О разрешительной деятельности в сфере использования ядерной энергии", статья 8):

- проектирование ядерной установки или хранилища для захоронения радиоактивных отходов;
- строительство ядерной установки или хранилища для захоронения радиоактивных отходов;
- введение в эксплуатацию ядерной установки;
- снятие с эксплуатации ядерной установки;
- эксплуатация ядерной установки или хранилища для захоронения радиоактивных отходов;

- закрытие хранилища для захоронения радиоактивных отходов.

5.9.3.7 Разрешения на право осуществления отдельных видов деятельности в сфере технической эксплуатации электрических станций и сетей выдают центральные органы исполнительной власти, на которые возложены функции технического регулирования в определенных сферах деятельности:

- Государственный Департамент по надзору за охраной труда Министерства труда и социальной политики Украины;

- Государственный Комитет Украины по энергосбережению;

- Министерство экологии и природных ресурсов Украины;

- Государственный Комитет по стандартизации, метрологии и сертификации Украины;

- Министерство здравоохранения Украины и др.

Разрешения выдаются в соответствии с нормативно-правовыми актами органов регулирования, утвержденными в установленном порядке и зарегистрированными в Министерстве юстиции Украины.

5.9.4 Система управления качеством

5.9.4.1 Разработка, введение в действие, поддержание и постоянное улучшение системы управления качеством должно быть стратегическим решением каждой энергетической организации.

5.9.4.2 Для организаций, которые осуществляют проектирование, строительство, введение в эксплуатацию, эксплуатацию и снятие с эксплуатации ядерных установок, или осуществляют поставку продукции или услуг, в этой сфере, разработка и введение в действие системы управления качеством, согласно НП 306.5.02/3.017 "Требования к программе обеспечения качества на всех этапах жизненного цикла ядерных установок", является обязательным.

5.9.4.3 Основные требования к системе управления качеством изложены в ДСТУ ISO 9001 "Системы управления качеством. Требования", а к обеспечению качества на АЭС – в подразделах 9.4, 9.5.

5.10 Обеспечение единства измерений

5.10.1 Правовые основы обеспечения единства измерений и общественные отношения в области метрологической деятельности в Украине определяются Законом Украины "О метрологии и метрологической деятельности" и другими нормативно-правовыми актами Украины по метрологии.

5.10.2 Обеспечение единства измерений на предприятиях электроэнергетической отрасли осуществляется государственной метрологической службой, а также метрологическими службами отрасли и самих энергопредприятий.

5.10.3 Государственная метрологическая служба на энергопредприятиях отрасли осуществляет метрологическую деятельность в сфере распространения государственного метрологического надзора.

Сфера государственного метрологического надзора распространяется на измерения, результаты которых используются при:

- контроле состояния окружающей природной среды;

- контроле безопасных условий труда;

- торгово-коммерческих операциях и расчетах между потребителями (покупателями) и производителями (продавцами, поставщиками);

- учете энергетических и материальных ресурсов (электрической и тепловой энергии, газа, воды, нефтепродуктов и других), за исключением внутреннего учета.

5.10.4 Государственная метрологическая служба на энергопредприятиях выполняет такие виды работ:

- надзор за соблюдением метрологических правил и норм;
- надзор за состоянием и применением СИТ, используемых в сфере государственного метрологического надзора;
- государственные испытания и государственную метрологическую аттестацию СИТ, подлежащих таким испытаниям (аттестации),
- поверку СИТ, на которые распространяется государственный метрологический надзор;
- аккредитацию метрологических служб, калибровочных и измерительных лабораторий на право проведения работ в сфере распространения государственного метрологического надзора.

Указанные виды работ выполняются метрологическими центрами и территориальными органами Госстандарта Украины.

Метрологические центры и территориальные органы Госстандарта Украины могут оказывать другие виды метрологических услуг энергопредприятиям по договорам.

Примечание. К СИТ, в соответствии с ДСТУ 2681 "Метрология. Термины и определения", относятся аналоговые и цифровые измерительные приборы, регистрирующие средства измерений, измерительные и нормирующие преобразователи, измерительные каналы, измерительные системы и другие технические средства, применяемые при измерениях и имеющие нормированные метрологические характеристики.

5.10.5 Метрологическая служба электроэнергетической отрасли обязана организовать выполнение всех работ по обеспечению единства измерений, а также выполнять метрологические работы, на которые не распространяется сфера государственного метрологического надзора, в отрасли.

Структура отраслевой метрологической службы, ее функциональные обязанности должны соответствовать требованиям ПМУ 25 "Типовое положение о метрологических службах центральных органов исполнительной власти, предприятий и организаций".

Отраслевая метрологическая служба состоит из:

- метрологической службы главного метролога в центральном аппарате органа управления (Минтопэнерго);
- метрологических служб государственных департаментов электроэнергетической отрасли;
- головных и базовых организаций метрологической службы в электроэнергетической отрасли;
- метрологических служб энергопредприятий, энергокомпаний, организаций электроэнергетической отрасли (далее энергопредприятий).

Каждое из указанных выше подразделений метрологической службы осуществляет свою деятельность в соответствии с Положением о метрологической службе, разработанным и утвержденным в соответствии с требованиями действующих НД по метрологии.

Структуру и штатное расписание подразделений метрологической службы определяют руководители энергопредприятий и организаций, в состав которых входит это подразделение, с учетом задач и требований НД Госстандарта и электроэнергетической отрасли, изложенных в Положении о метрологической службе.

5.10.6 Метрологические службы в центральном аппарате Минтопэнерго и в государственных департаментах электроэнергетической отрасли осуществляют координацию всего комплекса работ по обеспечению единства измерений, а также организацию и проведение отраслевого метрологического контроля и надзора.

5.10.7 Метрологическая служба каждого энергопредприятия электроэнергетической отрасли, независимо от формы собственности, должна обеспечивать выполнение комплекса работ, в соответствии с возложенными функциями, по обеспечению единства измерений в виде метрологического контроля и надзора.

Метрологический контроль включает проведение следующих мероприятий:

- аккредитация калибровочных и измерительных лабораторий;
- метрологическая аттестация и калибровка СИТ, принадлежащих данному энергопредприятию, на которые не распространяются государственный метрологический надзор;
- метрологическая экспертиза документации (технических заданий, НД, конструкторской, проектной и технологической документации), а также отчетов об научно-исследовательских работах;
- метрологическая аттестация методик выполнения измерений (МВИ), не применяемых в сферах распространения государственного метрологического надзора.

Метрологический надзор включает проведение следующих проверок:

- состояния и применения СИТ;
- применения МВИ;
- правильности выполнения измерений, выполняемых аккредитованными калибровочными и измерительными лабораториями;
- своевременности представления СИТ на поверку и калибровку, согласно графиков, утвержденных техническим руководителем энергопредприятия;
- соблюдения условий и правил проведения калибровки и выполнения измерений;
- соблюдения требований НД по метрологии.

5.10.8 Метрологическая служба энергопредприятий должна располагать документацией, включающей:

- нормативную документацию по метрологии;
- перечни и графики поверки или калибровки СИТ, находящихся в эксплуатации, утвержденные руководителем энергопредприятия и составленные в соответствии с требованиями НД по метрологии (ДСТУ 2708 "Метрология. Поверка средств измерительной техники. Организация и порядок проведения", ДСТУ 3989 "Метрология. Калибровка средств измерительной техники. Основные положения, организация, порядок проведения и оформления результатов" и другие).

Перечень СИТ, которые находятся в эксплуатации на энергопредприятии и подлежат поверке, составляется метрологической службой энергопредприятия и согласовывается с территориальным органом Госстандарта Украины, согласно требованиям ПМУ 8 "Порядок составления перечней средств измерительной техники, которые находятся в эксплуатации и подлежат поверке";

- методики поверки (калибровки) СИТ;
- эксплуатационную документацию на СИТ и вспомогательное оборудование;
- перечень СИТ, переведенных в индикаторы;
- документы, определяющие систему хранения информации и результатов поверки или калибровки (протоколы, рабочие журналы и т.д.);
- методики проведения ремонта СИТ;
- методики выполнения измерений, аттестованные в установленном порядке в соответствии с ГОСТ 8.010 "Государственная система единства измерений. Общие требования к стандартизации и аттестации методик выполнения измерений";
- графики технического обслуживания и ремонта СИТ, утвержденные в установленном порядке.

5.10.9 Обеспечение единства измерений при эксплуатации энергетического оборудования должно быть предусмотрено техническим заданием и проектом, согласованным и утвержденным с учетом заключения метрологической экспертизы, проведенной метрологическими службами энергетической отрасли или другими организациями по их поручению, и осуществляться на всех этапах создания, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации энергопредприятия.

В проектной документации должны быть приведены такие данные:

- номенклатура основных параметров, подлежащих контролю, требуемая точность

их измерений, типы СИТ и их метрологические характеристики, МВИ;

- номенклатура методик поверки и калибровки СИТ;
- технические требования к помещениям для обслуживания, ремонта, поверки (калибровки) и хранения СИТ;
- нормативы численности персонала, выполняющего работы по обеспечению единства измерений и его квалификация.

5.10.10 Выбор СИТ и их метрологических характеристик должен осуществляться на стадии проектирования на основе реестра СИТ, допущенных к применению в Украине, действующих государственных и отраслевых НД, устанавливающих требования к точности измерения технологических параметров (РД 34.11.321 "Нормы точности измерений технологических параметров тепловых электростанций", "Проектные нормы точности для АЭС", МВИ и другие).

5.10.11 Проектная и другая документация должна подвергаться метрологической экспертизе, выполняемой метрологической службой организации разработчика или метрологической службой других организаций в соответствии с требованиями отраслевых документов.

5.10.12 Оснащенность энергопредприятий СИТ должна соответствовать проектной документации и техническим условиям на поставку этих СИТ.

Объем оснащения энергопредприятий СИТ, в соответствии с требованиями РД 34.35.101 "Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях", МХО ИАЭ 38.842.50 "Метрологическое обеспечение эксплуатации АЭС. Номенклатура основных параметров, подлежащих контролю и нормы точности их измерений", МХО ИАЭ 38.843.50 "Метрологическое обеспечение эксплуатации АЭС. Номенклатура основных параметров АЭС и нормы точности их измерений для АЭС с энергоблоками типа ВВЭР", должен обеспечивать надлежащий контроль за техническим состоянием оборудования и режимом его работы; учет прихода и расхода ресурсов; учет выработанных и отпущенных электроэнергии и тепла; контроль за соблюдением безопасных условий труда и санитарных норм; контроль за охраной окружающей среды; обеспечения надежной и безопасной эксплуатации АЭС; сведение к минимуму риска принятия ошибочных решений при управлении АЭС и ее оборудованием; повышения качества и снижения себестоимости энергии.

5.10.13 Все СИТ, находящиеся в резерве, в объеме утвержденном техническим руководителем энергопредприятия, должны быть в исправном состоянии и в постоянной готовности к выполнению измерений.

В соответствии с требованиями ДСТУ 2708 СИТ, находящиеся на долгосрочном хранении, можно не подвергать периодической поверке (калибровке). В этом случае СИТ должны подвергаться поверке (калибровке) перед вводом в эксплуатацию. Перечни таких СИТ составляются метрологической службой энергопредприятия и утверждаются техническим руководителем.

5.10.14 Средства измерительной техники и другие технические средства, применяемые на АЭС, по своим техническим характеристикам (параметрам питания, защищенности от внешних воздействующих факторов и т. д.) должны соответствовать требованиям проекта и действующим нормам и правилам в атомной энергетике (ГОСТ 25804.1 - ГОСТ 25804.8 "Аппаратура, приборы, устройства и оборудование систем управления технологическими процессами атомных электростанций").

5.10.15 В программах пуско-наладочных работ на энергопредприятиях должны быть предусмотрены мероприятия, связанные с поверкой (калибровкой) СИТ, метрологической аттестацией измерительных информационных систем (ИИС) и автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП).

5.10.16 До ввода в промышленную эксплуатацию основного оборудования энергопредприятий ИИС и АСУ ТП должны быть метрологически аттестованы по

утвержденным программам и методикам метрологической аттестации, разработанным согласно с НД по метрологии МИ 2002 "Рекомендация. ГСИ. Системы информационно-измерительные. Организация и порядок проведения метрологической аттестации."

Использование в работе ИИС и АСУ ТП, не прошедших метрологическую аттестацию и не укомплектованных утвержденными методиками калибровки, запрещается.

5.10.17 Использование в работе СИТ не прошедших поверку (калибровку) или метрологическую аттестацию, в том числе входящих в состав ИИС и АСУ ТП, запрещается.

Допускается применение нестандартизованных СИТ, прошедших метрологическую аттестацию в установленном порядке.

Примечание. Средства измерительной техники, применяемые в составе измерительных каналов ИИС и АСУ ТП, могут в отдельности не поверяться (не калиброваться), если это предусмотрено методиками поверки (калибровки) измерительных каналов указанных систем.

5.10.18 Средства измерительной техники, применяемые для наблюдения за изменением физических величин без оценки их значений с нормированной погрешностью (как индикаторы), поверке и калибровке не подлежат. На такие СИТ и их эксплуатационные документы должна быть нанесена пометка «И».

Контроль за исправностью таких СИТ и их обслуживание осуществляют в порядке, установленном ГКД 34.11.404 "Порядок перевода в разряд индикаторов рабочих средств измерений, которые используются на энергопредприятиях Минэнерго Украины". Перечень таких СИТ должен быть утвержден техническим руководителем энергопредприятия.

Средства измерительной техники, применяемые для учебных целей на тренажерах энергоблоков АЭС, учебных лабораторных стендах и в качестве наглядных пособий, калибровке не подлежат. Такие СИТ должны иметь отчетливо видимое обозначение "У" (учебный). Контроль за их исправностью должен осуществляться в порядке установленном правилами эксплуатации и соответствовать требованиям учебного процесса.

5.10.19 Средства измерительной техники, подлежащие государственному контролю и надзору, подлежат периодической поверке в процессе эксплуатации в соответствии с календарным графиком, который должен составляться на каждом энергопредприятии и согласовываться в территориальном органе Госстандарта Украины.

Поверка СИТ проводится организациями аккредитованными в установленном порядке на право проведения поверки.

5.10.20 Положительные результаты поверки СИТ должны удостоверяться оттиском поверительного клейма на СИТ и (или) свидетельством о поверке (аттестации), форма которых и порядок нанесения устанавливается Госстандартом Украины в соответствии с требованиями ДСТУ 3968 "Метрология. Клейма поверочные и калибровочные. Правила изготовления, применения и сохранения".

В случае, если по результатам поверки СИТ не удовлетворяет предъявленным требованиям, СИТ бракуется и выдается извещение о непригодности с указанием причин. При этом оттиск поверительного клейма подлежит погашению, а свидетельство аннулируется.

5.10.21 Все СИТ, не подлежащие поверке, но используемые на энергопредприятиях для контроля за надежной и экономичной работой оборудования, при проведении наладочных, ремонтных и других работ, подвергаются калибровке.

Необходимость и периодичность проведения калибровки определяется метрологической службой энергопредприятия по согласованию с технологическими подразделениями и утверждается техническим руководителем энергопредприятия.

В технически обоснованных случаях допускается увеличение ранее установленного межкалибровочного интервала для СИТ, установленных на действующем оборудовании, срок выведения в ремонт которого продлевается.

Допускается проведение выборочной калибровки СИТ, если это предусмотрено методикой калибровки. Положительные результаты выборочной калибровки распространяются на все СИТ из партии, взятой на калибровку. Указания по принятию решения, в случае получения негативных результатов выборочной калибровки, должны быть приведены в методике калибровки.

5.10.22 Калибровку СИТ для собственных нужд должны проводить специалисты, аттестованные на выполнение калибровки, калибровочных лабораторий метрологической службы энергопредприятия или других предприятий и организаций отрасли, которым поручено выполнение этих работ, в соответствии с графиком калибровки, утвержденным техническим руководителем энергопредприятия.

5.10.23 При невозможности калибровки СИТ метрологической службой энергопредприятия калибровка должна выполняться специалистами территориальных органов Госстандарта Украины или метрологической службы предприятий, аккредитованных на право выполнения калибровочных работ для других предприятий в соответствии с ПМУ 18 "Правила аккредитации на право проведения метрологических работ".

5.10.24 Аттестацию специалистов на право проведения калибровки СИТ для собственных нужд должна проводить комиссия, утвержденная приказом руководителя энергопредприятия, которому подчинена метрологическая служба или комиссия заведений, которые проводят подготовку специалистов на право проведения поверки (калибровки) СИТ.

5.10.25 Результаты калибровки СИТ оформляются в соответствии с требованиями ДСТУ 3989 "Метрология. Калибровка средств измерительной техники. Основные положения, организация, порядок проведения и оформления результатов".

5.10.26 Порядок аккредитации метрологических служб энергопредприятий, выполняющих калибровку СИТ для собственных нужд, устанавливается метрологической службой отрасли, в соответствии с действующими НД по метрологии.

5.10.27 Помещения измерительных и калибровочных лабораторий должны отвечать требованиям ДСТУ ISO\IEC 17025 "Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий" и ПМУ 18 "Правила аккредитации на право проведения метрологических работ".

5.10.28 На энергопредприятиях измерения основных технологических параметров должны осуществляться в соответствии с аттестованными в установленном порядке МВИ.

Порядок разработки и аттестации МВИ определяется Госстандартом Украины и устанавливается государственными и отраслевыми нормативными документами.

5.10.29 Оперативное обслуживание СИТ должны вести дежурный или оперативно-ремонтный персонал подразделений, определенных решением руководства энергопредприятия.

5.10.30 Техническое обслуживание и ремонт СИТ, а также и других технических средств, используемых при измерениях, должны проводиться персоналом подразделения, выполняющего функции метрологической службы энергопредприятия в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем энергопредприятия, разработанных на основании требований заводской и НД, действующих в энергетике.

5.10.31 При эксплуатации СИТ и других технических средств на энергопредприятии должна сохраняться и анализироваться информация об их отказах в течение не менее 5 лет.

5.10.32 Установку и демонтаж сужающих и других устройств для измерения расхода, защитных гильз датчиков измерения температуры, поверхностных термпар, температурных датчиков без защитных гильз должен выполнять персонал,

ремонтирующий технологическое оборудование, а приемку – персонал метрологической службы энергопредприятия.

5.10.33 Персонал, обслуживающий оборудование, на котором установлены СИТ, несет ответственность за их сохранность и чистоту внешних элементов. Обо всех нарушениях в работе СИТ должно быть сообщено подразделению, выполняющему функции метрологической службы энергопредприятия.

5.11 Автоматизированные системы

5.11.1 Общие положения

5.11.1.1 Энергообъекты должны быть оснащены автоматизированными системами (АС), обеспечивающими автоматизацию процессов производства, транспортировки и распределения энергии.

5.11.1.2 Приведенные ниже требования в полной мере распространяются на АС энергообъектов, которые на момент введения настоящих Правил не введены в эксплуатацию.

АС, введенные в эксплуатацию до выхода настоящих Правил, должны соответствовать проектной документации. Эксплуатация этих систем должна осуществляться в соответствии с настоящими Правилами.

Более подробные требования к АС, важным для безопасности АЭС, приведены в НП.306.5.02/3.035 “Требования по ядерной и радиационной безопасности к информационным и управляющим системам, важным для безопасности АЭС”.

АС энергообъектов, работающих в энергетической системе, должны, кроме того, в части обеспечения надежности и устойчивости энергосистемы, соответствовать техническим требованиям, установленных этой системой.

5.11.1.3 Необходимость, сроки и объем приведения действующих на энергообъектах АС в соответствие с настоящими Правилами и действующими НД в каждом конкретном случае определяет, обосновывает и устанавливает руководство энергообъекта (эксплуатирующая организация), исходя из производственной и экономической целесообразности, с учетом следующих основных обстоятельств:

- решения по этому вопросу органа государственного регулирования и надзора или/и высшего административного органа
- требований к безопасности, надежности и маневренности энергообъекта, в т.ч. степени его участия в регулировании системных параметров;
- достигнутого технического уровня совершенства и надежности технических и программных средств, с учетом рационального использования имеющихся типовых проектных решений, пакетов прикладных программ и возможностей технических средств;
- подготовленности к автоматизации технологического оборудования;
- материального (исчерпания установленных срока службы, ресурса) и морального износа технических средств существующих АС;
- мощности (производительности) оборудования, скорости протекания технологического процесса, сложности управления технологическим процессом и увеличения вследствие этого вероятности ошибок оперативного персонала;
- энергонапряженности элементов оборудования, требуемой точности поддержания параметров во всех режимах работы оборудования.

5.11.1.4 Модернизация и приведение действующих на энергообъектах АС в соответствие с требованиями настоящих Правил проводится по многолетним и годовым планам, в том числе по плану повышения надежности и устойчивости (5.6.7.2), путем:

- замены существующих технических и программных средств на более совершенные и с техническими характеристиками, позволяющими привести АС в соответствие с требованиями настоящих Правил и действующих НД;
- создания новой АС, соответствующей настоящим Правилам.

5.11.1.5 В случаях, когда это предусмотрено действующим законодательством или НД, принятые руководством энергообъекта (эксплуатирующей организацией) решения, а также планы модернизации и приведения АС в соответствие с требованиями настоящих Правил, должны быть согласованы с отраслевым органом, определенным Минтопэнерго Украины и/или соответствующими органами государственного регулирования и надзора.

5.11.2 Требования к структуре, функциям и задачам АС

5.11.2.1 АС должны обеспечить решение информационных и/или управляющих задач производственно–технологического, оперативно–диспетчерского и организационно–экономического управления производством, транспортировкой и распределением энергии. Решения этих задач возлагаются соответственно на такие АС:

- информационно – измерительные системы (ИИС);
- информационно - вычислительные системы (ИВС);
- управляющие вычислительные системы (УВС);
- автоматизированные системы диагностики состояния технологического и электрического оборудования;
- автоматизированные системы мониторинга гидросооружений ГЭС;
- системы внутрореакторного контроля (СВРК);
- автоматический контроль нейтронного потока (АКНП);
- автоматические системы контроля радиационной обстановки (АСКРО);
- средства радиационного контроля (СРК);
- системы автоматических защит (САЗ);
- автоматические системы регулирования (АСР);
- электронные части систем регулирования турбин (ЭЧСР);
- электрогидравлические системы регулирования турбин (ЭГСР);
- автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ);
- автоматизированные системы управления технологических процессов (АСУ ТП);
- автоматизированные системы управления производством (АСУП);

Энергообъекты могут оснащаться и другими АС.

При этом, если ИИС должны осуществлять только измерение параметров, сбор информации (сведений) о технологических объектах и процессах и представление их пользователю по его запросу, то остальные информационные системы (ИВС, УВС, СВРК, АКНП, АСКРО, СРК) должны осуществлять также обработку и, при необходимости, регистрацию этой информации.

Управляющие системы, кроме того, должны осуществлять выработку управляющих воздействий, а такие управляющие системы как АЗ, АСР, АСДУ и АСУ ТП – также выдачу управляющих воздействий на объект управления для приведения параметров, характеризующих его функционирование, в эксплуатационные пределы или для приведения объекта управления в безопасное состояние.

5.11.2.2 АС могут функционировать как самостоятельные системы, или как подсистемы комплексных автоматизированных систем управления (КАСУ) энергообъектов, обеспечивающих комплексную автоматизацию функций управления производственно–технологической, оперативно–диспетчерской и организационно–экономической деятельности.

Комплексная автоматизация управления производственно–технологической деятельностью производства электрической и тепловой энергии должна осуществляться с помощью интегрированных автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), в которую АС входят в виде подсистем. Различают АСУ ТП агрегата и энергообъекта: агрегатная АСУ ТП, АСУ ТП энергообъекта.

Агрегатные АСУ ТП – это АСУ ТП блоков (для электростанций с блочной компоновкой), котлов и турбогенераторов (для электростанций с общим паропроводом), открытых и закрытых распределительных устройств, присоединений, станционных

собственных нужд, стационарных технологических комплексов (химводоочистки, топливоподачи, циркуляционного водоснабжения, теплофикационной установки и т.п.). Агрегатная АСУ ТП обеспечивает возможность управления данным агрегатом (энергоблоком, котлом, ОРУ, ЗРУ и др.) как единым технологическим комплексом.

АСУ ТП энергообъекта объединяет агрегатные АСУ ТП, обеспечивая возможность управления энергообъектом как единым технологическим комплексом.

5.11.2.3 АСУ ТП должны быть распределенными, многофункциональными, свободно программируемыми автоматизированными системами, рассчитанными на длительное непрерывное функционирование в реальном масштабе времени и реализующими необходимые функции сбора, обработки и представления информации, а также функции управления, регулирования, защит, блокировок и сигнализации.

АСУ ТП должны создаваться как единые системы информации и управления на основе передовых системотехнических принципов и, как правило, на базе единого программно-технического комплекса (ПТК). В тех случаях, когда АСУ ТП создается на разрозненных технических и программных средствах, они должны быть совместимы между собой в части обмена информацией и программного обеспечения настолько, насколько это необходимо для создания единой интегрированной АСУ ТП.

При таком подходе обеспечивается не только повышение экономичности, надежности и безопасности производства, транспортировки и распределения энергии, но также снижение материальных ресурсов и энергопотребления, трудозатрат на монтаж и наладку, а также существенное уменьшение численности персонала, обслуживающего АС.

В это же время АСУ ТП должна быть надежной, простой, лишенной неоправданных избытков и удобной для персонала.

5.11.2.4 Структура и технические свойства АСУ ТП должны исключать возможность потери управления оборудованием по причине электропитания, пожара, вентиляции и других общих причин.

5.11.2.5 АСУ ТП представляет собой многоуровневую систему, построенную по иерархическому принципу в соответствии с технологической структурой и особенностями компоновки технологического объекта управления.

Количество уровней АСУ ТП, а также распределение функций и задач (интеллекта) между ними, зависит от структуры комплекса технических и программных средств, на базе которого создается АСУ ТП. В большинстве случаев таких уровней два: верхний и нижний.

В агрегатных АСУ ТП на нижнем уровне осуществляется, как правило, сбор информации, обработка определенной части алгоритмов информации и управления, формирование и реализация сигналов управления. На верхнем уровне происходит обработка оставшейся части алгоритмов информации и управления, обеспечивая в комплексе с нижним уровнем выполнение всех функций АСУ ТП. Через верхний уровень осуществляется также интерфейс персонала с АСУ ТП.

В АСУ ТП энергообъекта нижним уровнем являются агрегатные АСУ ТП, а верхним - объектовый (на электростанциях - стационарный, на подстанциях – присоединений и т.п.) уровень. При этом АСУ ТП энергообъекта обеспечивает выполнение функций и решение задач, информационная база которых формируется за счет информации от различных агрегатов, в том числе от нескольких присоединений, а также тех задач, управляющие воздействия которых реализуются на нескольких присоединениях объекта или за его пределами. Агрегатные АСУ ТП должны обеспечить функционирование этих структурных единиц энергообъекта в соответствии с заданиями верхнего уровня АСУ ТП энергообъекта в нормальных и аварийных режимах работы. В случае отсутствия связи у агрегатной АСУ ТП с верхним уровнем, она, а также оставшаяся часть АСУ ТП энергообъекта должны обеспечить выполнение тех функций и задач, для которых существуют необходимая информационная база и исполнительные механизмы для

реализации воздействий.

В подсистемах (системе) электрической части АСУ ТП энергообъекта нижний уровень должны образовывать микропроцессорные устройства управления, релейной защиты и автоматики (РЗА), обеспечивающие контроль, управление и защиту каждого из элементов основного электрического оборудования и каждого присоединения, объединенные системообразующей сетью (магистралью).

На уровне энергосистемы нижним уровнем являются АСУ ТП энергообъектов, а верхним – АСДУ и другие АС оперативно–диспетчерского управления. При этом информационные и управляющие связи АСУ ТП энергообъектов формируются как с верхнего, так и с нижнего уровней и они должны реализовать команды верхнего уровня. При отсутствии связи АСУ ТП энергообъектов с верхним уровнем, они должны обеспечить выполнение тех функций и задач, для которых в пределах объекта существует необходимая информационная база и исполнительные механизмы для реализации воздействий.

Состав реализуемых функций и решаемых задач на каждом уровне управления определяется с учетом его специфики и обстоятельств, указанных в 5.11.1.3. Примерные перечни задач, решаемых на каждом уровне управления, указан ниже.

5.11.2.6 При эксплуатации агрегатных АСУ ТП могут решаться следующие задачи:

- измерение параметров, прием, обработка и представление персоналу, в удобном для восприятия и принятия решения виде, достаточной, достоверной и своевременной информации о ходе технологического процесса и состоянии оборудования;

- управление оборудованием, в том числе автоматическое поддержание параметров в пределах, оговоренных проектом или заданных оперативным персоналом, а также выполнение комплексов дискретных управляющих воздействий регулирующими органами для приведения параметров в эксплуатационные или заданные пределы, в нормальных, предаварийных, переходных и послеаварийных режимах работы (дистанционное и программно-логическое управление, а для АЭС, кроме того, – управление системами обеспечения безопасности);

- автоматизация пусков и остановов энергоблоков и гидроагрегатов;

- автоматизация изменения режима работы гидроагрегатов (перевод из режима синхронного компенсатора в генераторный и наоборот, а для обратимых гидроагрегатов, также перевод из генераторного режима в насосный и наоборот);

- релейная защита и автоматика основного электрического оборудования энергоблока или агрегата (генератора, блочного трансформатора, рабочего трансформатора собственных нужд и выпрямительного трансформатора);

- приведение оборудования и его агрегатов в безопасное состояние системами технологической защиты путем снижения нагрузки или останова при возникновении аварийной ситуации (отклонении параметров за допустимые пределы);

- синхронизация энергоблока или агрегата с энергосистемой;

- регистрация хода технологического процесса, контролируемых параметров и параметров, отклонившихся от заданного значения;

- распознавание и регистрация предаварийных, аварийных и послеаварийных событий и ситуаций, процессов и выявление первопричин аварий и срабатывания защит;

- диагностика состояния и расчет ресурса оборудования, диагностика и опробование КСА;

- оповещение оперативного персонала с помощью светового, и, при необходимости, звукового сигналов, а также в виде сообщений на терминалах оперативного контура управления, о возникающих нарушениях нормальной эксплуатации оборудования (предупредительная сигнализация), а также о нарушениях пределов и/или условий безопасной эксплуатации (аварийная сигнализация);

- оперативное представление персоналу обобщенной информации о текущем состоянии оборудования и информационная поддержка персонала с целью обеспечения

правильности операторской деятельности в аварийных ситуациях;

- обмен достоверной технологической и технико-экономической информацией о работе технологического объекта управления со смежными системами и верхним уровнем иерархического управления.

5.11.2.7 В АСУ ТП присоединений подстанций и распределительных устройств электростанций (ОРУ, ЗРУ, ГРУ, РУ СН) реализуются функции:

- релейной защиты и линейной автоматики присоединения;
- противоаварийной автоматики присоединения;
- автоматического изменения настройки РЗА при изменении режима работы оборудования, энергосистемы или участка сети;
- управления коммутационными аппаратами и регуляторами в пределах присоединения;
- регистрации аварийных параметров присоединения;
- регистрация функционирования оборудования, устройств управления и защит присоединения;
- определения места повреждения на высоковольтных линиях (ВЛ);
- контроля состояния оборудования присоединения;
- учета электроэнергии присоединения;
- текущих измерений электрических и других параметров присоединения для организации контроля на объекте и формирования данных для телеизмерений (ТИ);
- блокировки неправильных операций управления в пределах ячейки.

5.11.2.8 В АСУ ТП станционных технологических комплексов электростанций реализуются функции:

- подготовки и передачи по запросу на станционный уровень оперативной, диагностической и организационно-экономической информации;
- оперативного управления агрегатами и комплекса в целом;
- автоматической сигнализации неисправностей;
- контроля и отображения важнейших параметров;
- регистрации важнейших параметров и т.п.

В циркуляционной системе, кроме того, - формирования каналов управления для отработки заданий по распределению циркуляционной воды, рассчитанного станционным уровнем АСУ ТП.

5.11.2.9 При эксплуатации АСУ ТП энергообъекта, как правило, должны решаться следующие задачи:

- прием и обработка информации о работе станционного (подстанционного) оборудования;
- обмен информацией с нижним уровнем управления (агрегатными АСУ ТП);
- обмен информацией между подсистемами нижнего уровня (между АСУ ТП энергоблоков, агрегатов, станционных технологических комплексов и т.п.);
- обмен информацией между уровнями присоединений (для подстанций и распределительных устройств электростанций, не имеющих подсистем АСУ ТП);
- обмен информацией с верхним уровнем АСУ ТП энергосистемы (АСДУ) и другими объектами (диспетчерскими пунктами, системной противоаварийной автоматикой и т.п.). Объем и характер информации обмена должны соответствовать «Руководящим указаниям по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах»;
- оперативный контроль и оперативное управление элементами главной схемы электрических соединений, схемы собственных нужд энергообъекта и станционными технологическими комплексами;
- регулирование активной и реактивной мощности энергообъекта, в том числе участие в регулировании частоты и мощности энергосистемы, а также в регулировании и ограничении перетоков мощности в энергосистеме;

- выбор регулирующих средств и регулирование напряжения в узлах энергосистемы, примыкающих к энергообъекту;
- регулирование напряжения на собственных нуждах энергообъекта;
- защита от повреждений и РЗА станционного (подстанционного) электрооборудования (систем сборных шин), трансформаторов (автотрансформаторов) связи;
- противоаварийное управление (предотвращение и ограничение развития аварийных процессов на энергообъекте - объектная противоаварийная автоматика, отработка воздействий системной противоаварийной автоматики, а в некоторых случаях, противоаварийная автоматика региона);
- распределение заданий (сигналов) противоаварийного управления в пределах энергообъекта;
- расчет и реализация заданий по распределению циркуляционной воды;
- автоматическое изменение настройки РЗА при изменении режима работы энергообъединения или участка сети;
- синхронизация энергообъекта с энергосистемой;
- технологическая, предупредительная и аварийная сигнализация по станционному (подстанционному) оборудованию;
- регистрация аварийных ситуаций и процессов (параметров и событий) энергообъекта;
- учет выработанной (поступившей), отпущенной и потребленной на собственные нужды электроэнергии;
- контроль качества электроэнергии по энергообъекту;
- учет тепловой энергии;
- вычисление технико-экономических показателей работы энергообъекта;
- контроль состояния гидросооружений электростанций;
- экологический контроль энергообъекта;
- контроль радиационной обстановки АЭС;
- контроль и оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС;
- обработка, в том числе вычисление параметров, информации о работе контролируемого оборудования и представление ее оперативному и административному персоналу энергообъекта.
- диагностика состояния и расчет ресурсов оборудования энергообъекта и диагностика КСА;
- учет наложенных заземлений в схемах электрических соединений энергообъекта,
- составление бланков оперативных переключений;
- автоматическая блокировка неправильных операций оперативного персонала при оперативных переключениях в схемах электрических соединений энергообъекта;
- составление заявок на вывод оборудования в ремонт;
- документирование;
- сохранение и представление ретроспективной информации;
- анализ аварийных ситуаций и процессов;
- автоматическое формирование на все уровни оперативной иерархии экспресс информации о виде и месте повреждений в электрической сети, составе сработавших устройств РЗА и отключившихся выключателей;
- накопление и анализ статистических данных о работе основного и вспомогательного оборудования энергообъекта и КСА;
- представление нормативно-справочной информации;
- экспериментальные работы.

5.11.2.10 Типовой перечень задач решаемых АСДУ включает:

- долгосрочное и краткосрочное планирование режимов энергосистемы;

- оперативное управление нормальными режимами работы энергосистемы, электростанций, энергоблоков и подстанций;
- контроль нагрузки электростанций и потребляемой мощности энергосистемы и сетевых предприятий;
- ретроспективный анализ аварийных ситуаций;
- автоматический контроль оперативных переключений;
- автоматическое ведение оперативной документации.

5.11.2.11 Для каждого уровня АСУ ТП должны предусматриваться посты управления, являющиеся рабочими местами оперативного персонала, осуществляющего управление технологическим оборудованием, транспортировкой и распределением электрической и тепловой энергии. Общая концепция управления энергоблоком, агрегатом, станционным технологическим комплексом, электрическими распределительными устройствами, энергообъектом, электрической и тепловой системой в целом, должна ориентироваться на сокращение числа постов управления и оптимизацию каждого поста управления в части оснащения и размещения средств информации, управления и связи.

Посты управления предусматриваются для каждого уровня АСУ ТП – энергосистемы, энергообъекта и агрегата. При этом должны предусматриваться посты управления с постоянным пребыванием персонала и, при необходимости, обслуживаемые периодически или при определенных аварийных ситуациях.

Для блочных электростанций основным постом управления является блочный щит управления (БЩУ), предназначенный для централизованного управления основным технологическим и электрическим оборудованием энергоблока при пуске, нормальной работе, плановых и аварийных остановах (включая расхолаживание), а также при ликвидации аварийных ситуаций.

Для ТЭЦ и подстанций основным постом управления является главный щит управления (ГЩУ), а для ГЭС, ГАЭС – центральный пункт управления (ЦПУ).

На ГЭС и ГАЭС, кроме ЦПУ, должны предусматриваться также агрегатные щиты управления (АЩУ) для управления основным и вспомогательным оборудованием гидроагрегатов при нестандартных режимах его работы, например, при испытаниях, опробовании, неисправностях системы контроля управления ЦПУ.

Каждый энергоблок АЭС кроме БЩУ должен иметь резервный щит управления (РЩУ), предназначенный для аварийного останова, аварийного расхолаживания энергоблока и организации отвода остаточных тепловыделений с обеспечением ядерной и радиационной безопасности, если по каким-либо причинам этого нельзя осуществить с БЩУ.

Оперативное управление энергообъектом в целом должно осуществляться с центрального щита управления (ЦЩУ) или ГЩУ.

5.11.2.12 Максимальная автоматизация и оптимальная организация выполнения персоналом функциональных обязанностей достигаются при реализации поста управления в виде автоматизированного рабочего места (АРМ). При этом, в зависимости от количества персонала, на посту управления, может быть организовано один или несколько АРМ. Например, на посту управления блоком может быть организовано три АРМ - персонала, управляющего котельным оборудованием, турбинным оборудованием и начальника смены блока, на ЦЩУ, ГЩУ или ЦПУ – АРМ начальника смены станции и АРМ начальника смены электрического цеха и т.п. АРМ должны оснащаться программно-техническими, организационными и технологическими средствами, обеспечивающими выполнение персоналом функциональных обязанностей на данном рабочем месте.

5.11.2.13 Кроме АРМ оперативного персонала, осуществляющего управление технологическим оборудованием, должны быть организованы:

- АРМ персонала, осуществляющего обслуживание АС – АРМ начальника смены подразделения, обслуживающего АС; АРМ инструментальной (инженерной) системы АС;

АРМ персонала обслуживающего РЗА и т.п.;

- АРМ персонала, использующего базу данных АС – АРМ подразделения, осуществляющего контроль за технико-экономическими показателями энергообъекта и составляющего соответствующие отчетные документы (ПТО), АРМ подразделений, осуществляющих контроль за дефектами оборудования, его ресурсом и планирующих ремонты, техническое обслуживание, модернизацию и замену оборудования.

Количество и функциональное назначение АРМ определяются проектом или руководством энергообъекта с учетом специфики каждого рабочего места, а также:

- решения по этому вопросу органа государственного регулирования и надзора или/и высшего административного органа;

- объема функций и задач, а также интенсивности труда на данном рабочем месте;

- достигнутого технического уровня совершенства и надежности технических и программных средств, наличия рациональных типовых проектных решений, пакетов прикладных программ и возможностей технических средств;

- подготовленности к автоматизации рабочего места.

5.11.2.14 Технические характеристики реализуемых АСУ энергообъекта функций (алгоритмы, быстродействие, точность, надежность и т.п.) должны соответствовать проекту и требованиям действующих НД:

- станционного уровня АСУ ТП ТЭС - документу ГКД 34.35.506 “Типовые технические требования к станционному уровню АСУ ТП ТЭС”.

- защит и автоматики электрического оборудования - руководящим указаниям по релейной защите и автоматике соответствующего вида электрического оборудования;

- регистрации аварийных ситуаций и процессов электрической части энергообъекта – “Обобщенным техническим требованиям к цифровым регистраторам аварийных событий на объектах Украины”, утвержденным НЭК “Укрэнерго”;

- передачи аварийной информации электрической части энергообъекта на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления - “Обобщенным техническим требованиям к системе передачи аварийной информации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления”, утвержденным НЭК “Укрэнерго”;

- технологического оборудование энергоблока – ГКД 34.35.101 “Требованиям к оборудованию энергетических блоков мощностью 300 МВт и выше, определяемые их условиями автоматизации”.

5.11.2.15. Комплексно задачи организационно–экономического управления решаются автоматизированной системой управления производством (АСУП). С помощью АСУП решаются следующие типовые комплексы задач организационно–экономического управления:

- технико–экономическое планирование;

- управление энергоремонтом;

- управление сбытом электрической и тепловой энергии;

- управление развитием энергопроизводства;

- управление качеством продукции, стандартизацией и метрологией;

- управление материально–техническим снабжением;

- управление топливоснабжением;

- управление транспортом и перевозками;

- управление кадрами;

- подготовка эксплуатационного персонала;

- бухгалтерский учет;

- общее управление.

До внедрения АСУП, перечисленные задачи должны решаться с помощью соответствующих автоматизированных рабочих мест (АРМ).

5.11.2.16 С целью сохранения инвестиций на всех этапах развития АС, их структура с самого начала должна быть полнофункциональной. То есть необходимо

заблаговременно предусматривать все составные элементы АС, очередность их реализации, объем функций и задач каждого этапа, которые после их реализации на различных этапах развития системы, в конечном счете, обеспечат создание полнофункциональной интегрированной АСУ ТП.

5.11.3 Требования к комплексу технических и программных средств

5.11.3.1 Комплекс технических средств (КТС) АС должен быть достаточным для реализации всех предусмотренных проектом функций АС и по своим техническим характеристикам (объемам оперативной, постоянной и энергонезависимой памяти, быстродействию, вычислительным ресурсам, параметрам питания, электромагнитной совместимости и другим внешним воздействующим факторам, резервам и т.п.) должен соответствовать требованиям проекта и действующих НД.

Характеристики технических средств АС должны обеспечивать взаимозаменяемость одноименных изделий (устройств) и совместимость с устройствами смежных систем, выполненных на иной элементной базе.

5.11.3.2 В состав КТС АС должны входить:

- локальные средства управления, защиты, автоматики, блокировок, регуляторов возбуждения;
- средства сбора и передачи информации, диспетчерского и технологического управления (датчики аналоговой, дискретной и кодо-импульсной информации, вторичные преобразователи, сумматоры, разветвители информации, нормирующие преобразователи, каналы связи, модемы, устройства телемеханики, аппаратура передачи данных и т.д.);
- средства обработки и представления информации персоналу энергообъекта и АС (средства вычислительной техники, аналоговые и цифровые приборы, дисплеи, устройства печати, и др.);
- средства управления на постах управления (функциональная клавиатура и т.п.);
- вычислительные средства, обеспечивающие выполнение функций АС;
- исполнительные механизмы с устройствами управления (контроллеры, исполнительные автоматы, электротехническая аппаратура: коммутационная аппаратура, реле, усилители мощности и др.);
- системообразующие сети АС;
- встроенные или выносные устройства связи с объектом и контроллеры связи с сетями;
- средства, обеспечивающие реконфигурацию и диагностику АС, копирование информации;
- вспомогательные системы (единого времени, коррекции астрономического времени, бесперебойного электропитания, кондиционирования воздуха, автоматического пожаротушения и др.);
- кабели связи с объектами контроля и управления, а также внутрисистемные кабели связи и ВОЛС с приемными и передающими устройствами и стыковочными узлами;
- различные узлы и блоки (шкафы, панели, стойки, кассеты и другие конструктивы для размещения элементов КТС, блоки питания, клеммные соединения, кроссовые элементы и др.);
- заземляющие устройства;
- приборы и устройства, необходимые для наладки и проверки работоспособности системы, а также запасные части и специальный инструмент, рассчитанные не менее чем на 1 год эксплуатации КТС.

5.11.3.3 АС являются восстанавливаемыми и ремонтируемыми системами.

Нарушения в их работе должны автоматически фиксироваться и сообщаться персоналу. Отказы и отключения части КТС должны автоматически выявляться и нейтрализоваться за счет дублирования наиболее ответственных узлов и аппаратов и, по

возможности, за счет реконфигурации КТС. Нарушения в работе АС не должны вызывать ложных команд и решений.

Восстановление отказавших технических средств должно выполняться только заменой типовых элементов замены (ТЭЗ) без подстроек и, как правило, без отключения питания и вывода из работы всей АС. Замена ТЭЗ и отключение части КТС для ремонта и профилактики не должны приводить к нарушению функционирования объекта управления.

Технические средства должны исключать возможность несанкционированного доступа к их органам управления. Санкционирование доступа должно осуществляться физическим способом (ключом, клавиатурой) или программным (вводом кода, пароля).

5.11.3.4 Программное обеспечение АС должно удовлетворять требованиям государственных стандартов на программную продукцию и включать следующие основные компоненты:

- общее программное обеспечение АС, т.е. совокупность программ общего назначения (обслуживающих, стандартных, операционных систем), разработанных вне связи с созданием данной конкретной АС и предназначенных для организации вычислительного процесса, в том числе в режиме реального времени, и обеспечения работы внешних устройств, а также решения часто встречающихся задач обработки информации – программы разработки, загрузки и компоновки программ, редакторы, трансляторы, библиотеки стандартных программ и т. п.;

- специальное программное обеспечение АС, т.е. совокупность программ, разработанных при создании данной конкретной АС и реализующих основные (управляющие, информационные) и вспомогательные (обеспечивающие функционирование и контроль за работой КТС и АС в целом) функции системы;

- специальное программное обеспечение функционирования локальных средств управления, защиты, автоматики, блокировок, регулирования и средств общения с ними.

Программное обеспечение должно предусматривать возможность расширения и совершенствования. Предпосылкой для осуществления этого требования является применение свободно программируемых технических средств. Отлаженные и переданные в эксплуатацию программы должны сопровождаться документацией в соответствии с системой стандартов на программную продукцию.

5.11.3.5 Заземляющее устройство КТС АС должно соответствовать требованиям НД и ПУЭ и выполнять следующие функции:

- обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала;
- заземление одного из полюсов рабочего напряжения электрических схем КТС (нулевой шины);
- заземление нейтрали 0,4 кВ питающих трансформаторов;
- создание цепи тока для защиты от замыканий на землю в питающей цепи 0,4 кВ;
- отвод от электронной аппаратуры токов импульсных и статических помех, включая помехи промышленной частоты и высокочастотные помехи.

Надежность выполнения перечисленных функций должна обеспечиваться нормированием электрических характеристик заземляющего устройства (напряжение на заземляющем устройстве, напряжение прикосновения, сопротивление растекания токов), а также требованиями к его конструктивному выполнению, обеспечивающими снижение влияния мощных электромагнитных помех широкого спектра частот при переходных процессах.

При проектировании заземляющего устройства должны выполняться специальные расчеты разницы уровней потенциалов на контуре заземления при растекании импульсных токов (однофазные замыкания на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью и токи от молниеотводов) и на их основе, при необходимости, должны предусматриваться специальные мероприятия по снижению сопротивления растекания импульсных токов.

Индивидуальное заземление отдельных устройств ПТК АС в местах их расположения на контур заземления энергообъекта без этих мероприятий не допускается, за исключением, когда связь этих отдельных устройств с остальным ПТК выполняется только при помощи ВОЛС.

5.11.3.6 Связь вычислительных средств с источниками сигналов, исполнительными механизмами, источниками питания, пультами и панелями, коммутационными устройствами необходимо выполнять кабелями внешних связей через кроссовые клеммники или шкафы.

Кабели внутрисистемных цифровых каналов связи КТС должны поставляться комплектно с вычислительными средствами. В отдельных случаях разрешается выполнять внутрисистемные связи в соответствии с технической документацией разработчика АС и выполнять поставку кабелей по спецификациям Генпроектировщика.

Связь сети станционного (подстанционного) уровня с подсистемами электрических распределительных устройств и удаленных технологических комплексов, как правило, должна выполняться с помощью ВОЛС.

Монтаж и поставка кабелей внешних связей и ВОЛС должны выполняться на основании документации Генерального проектировщика энергообъекта, а исходные данные должны передаваться ему разработчиком АС.

Прокладки всех кабельных связей КТС должны соответствовать противопожарным требованиям и ПУЭ.

Совмещение в одном кабеле цепей измерения с силовыми и управляющими цепями запрещается.

Кабельные связи должны группироваться следующим образом:

- кабели для передачи входных аналоговых сигналов 4 -20 мА или 0 - 5 мА;
- кабели для передачи входных сигналов от термоэлектрических преобразователей;
- кабели для передачи входных сигналов от термосопротивлений;
- кабели для передачи входных и выходных сигналов типа “сухой контакт”;
- кабели для передачи входных и выходных сигналов напряжением 220 В;
- кабели для передачи входных кодо-импульсных сигналов;
- кабели для организации информации по сетям данных.

Каждую группу кабелей необходимо прокладывать в отдельных металлических коробах закрытых металлическими крышками. Участки кабелей, проходящие вне короба, должны прокладываться в защитных стальных трубах или лотках. Коробы и защитные трубы должны заземляться на контур заземления энергообъекта.

Кабели к основным и дублирующим вычислительным устройствам должны прокладываться по разным трассам.

Кабели связи КТС должны прокладываться на расстоянии не менее 1,2 м от силовых кабелей, а если ток в силовых кабелях превышает 800 А, то их трассы необходимо разделять.

Кабели внешних связей должны быть с общим экраном, или с защитной металлической оболочкой, имеющей сопротивление изоляции соответствующее требованиям НД. Измерение сопротивление изоляции экрана должно выполняться перед его подключением к контуру заземления.

Сечение проводов кабелей внешних связей в основном должно быть 0,35 или 0,5 мм². Должен предусматриваться резерв по жилности кабеля. Предпочтение должно отдаваться кабелям с “витой парой” или “витой звездой”.

Кабельные связи локальных устройств, входящих в состав АС, должны выполняться с учетом требований данного класса аппаратуры и заводов-изготовителей этих устройств.

Отклонение от требований по прокладке кабельных связей АС допускается только по решению Генпроектировщика на основании требований заводов-изготовителей КТС.

5.11.3.7 Уплотнения мест прохода кабелей и импульсных линий через стены, разделяющие помещения разных категорий обслуживания, и уплотнения вводов кабелей и

импульсных линий в щиты, панели, шкафы и кроссовые стойки должны быть в состоянии, обеспечивающем плотность или герметичность в соответствии с противопожарными требованиями.

Электрическое подсоединение кабелей к приборам, первичным измерительным преобразователям и другой аппаратуре, находящимся в помещениях с радиоактивным воздействием, должно осуществляться с использованием быстро соединяемых штепсельных разъёмов.

5.11.3.8 Щиты шкафного типа должны быть заземлены, тщательно уплотнены, иметь постоянное освещение, штепсельные розетки на 12 и 220 В. Дверцы щитов должны запираются. Штепсельные розетки должны быть подключены к сети освещения этих щитов.

На открытых панелях неоперативного контура должны быть приняты меры, исключающие случайные прикосновения к токоведущим частям.

Телефонная связь и другие средства связи между местами установки приборов, сборками задвижек, панелями неоперативного контура щитов управления, релейными щитами, панелями аппаратуры защиты и сборками первичных преобразователей с оперативным щитом управления должны быть в исправном состоянии.

5.11.3.9 Установленная на панелях, пультах и по месту аппаратура, первичные и вторичные измерительные преобразователи, запорная арматура и клеммники должны иметь четкие надписи о назначении.

Щиты, переходные коробки, сборные кабельные ящики, исполнительные механизмы, зажимы и подходящие к ним кабели, провода и жилы кабелей, а также трубные соединительные (импульсные) линии должны иметь маркировку.

5.11.3.10 Монтаж уравнительных и конденсационных сосудов, прокладка импульсных линий, изготовление и установка измерительных сужающих устройств расходомеров должны производиться согласно настоящим Правилам и другим НД.

Первичные измерительные тепломеханические преобразователи и исполнительные механизмы АС должны быть защищены от попадания на них влаги. У заборных устройств этих первичных преобразователей и исполнительных механизмов должны быть площадки для обслуживания и осмотра, обеспечивающие свободный доступ к ним.

5.11.3.11 Импульсные линии должны быть плотными, и во время эксплуатации систематически проверяться. После капитальных ремонтов оборудования все импульсные линии должны продуваться. Линии, в которые возможно попадание воздуха или шлама, кроме того, должны продуваться с периодичностью, установленной местной инструкцией.

Первичные запорные органы на отборных устройствах при эксплуатации должны обеспечивать возможность отключения импульсных линий при работе оборудования. Ремонт и поддержание первичных запорных органов в исправном состоянии, а также все операции с ними (открытие, закрытие) должен осуществлять персонал, обслуживающий технологическое оборудование.

В случае подключения импульсных линий к трубопроводам и аппаратам, заполненным радиоактивными веществами активностью более $10E-5$ Ки/л, эти линии должны продуваться чистой средой в сторону контура. Импульсные линии, заполненные радиоактивными веществами, должны быть снабжены защитой на случай разрыва, а при прокладке их в помещениях различных категорий – разделительными сосудами на границах помещений.

5.11.3.12 КТС АС должны быть оборудованы системами гарантийного электрического питания. Основное требование к организации электропитания потребителей АС заключается в том, чтобы единичная неисправность или ремонт элемента сети электропитания не вызывали повреждения и изменения режима контролируемого оборудования.

Для вторичного электропитания КТС энергообъектов с постоянным оперативным током должны использоваться источники гарантированного питания, первичное

электропитание которых осуществляется от резервированной сети собственных нужд и оперативного постоянного тока (аккумуляторных батарей).

Эти источники должны обеспечивать электропитание КТС во всех эксплуатационных режимах работы энергообъектов.

Электропитание переменным напряжением каналов информации технологических защит, автоматических регуляторов, вычислительных средств, входящих в КТС устройств связи, противопожарной автоматики и особо ответственных механизмов необходимо осуществлять от агрегатов бесперебойного питания (АБП), которые работают с аккумуляторной батареей в буферном режиме. Первичное питание АБП должно осуществляться от секций 0,4 кВ собственных нужд. АБП должны иметь встроенную гальваническую развязку для исключения заземления аккумуляторной батареи. Система АБП должна оставаться работоспособной при потере питания собственных нужд на протяжении одного часа.

На АЭС первичное питание АБП осуществляется от секций надежного питания 6 кВ (резервируемых дизель генераторами) через разделительные трансформаторы 6/0,4 кВ с изолированной нейтралью 0,4 кВ. Подробные данные по организации аварийного электроснабжения АЭС содержатся в 12.10. На других энергообъектах, имеющих секции надежного питания, первичное электропитание АБП необходимо выполнять от этих секций.

Типы АБП должны выбираться на стадии рабочего проектирования после окончательного определения потребителей бесперебойного питания и их суммарной нагрузки.

Основными параметрами для выбора типа АБП являются: мощность нагрузки, коэффициент нагрузки $\cos \varphi$ и показатель качества электроэнергии.

Электропитание средств резервного управления особо ответственным оборудованием, специализированных устройств РЗА, аварийной и предупредительной сигнализации должно осуществляться оперативным постоянным током от аккумуляторной батареи напряжением 220 или 110 В. На подстанциях с переменным оперативным током допускается питание устройств РЗА и АСДУ выпрямленным постоянным током от специальных блоков питания. Применяемые микропроцессорные устройства РЗА должны сохранять работоспособность при кратковременных перерывах питания до 40 мс. Допускается автоматическое резервирование питания устройств РЗА от токов короткого замыкания.

Электропитание системы управления и защиты энергоблоков и агрегатов электростанций должно осуществляться по группам потребителей: электрические защиты, автоматика, блокировки, средства управления, технологические защиты и их датчики, устройства дистанционного управления и блокировки, приборы технологического контроля и их датчики, устройства аварийной и предупредительной сигнализации, системы обнаружения и тушения пожара, средства авторегулирования, средства вычислительной техники и их датчики.

Потребители всех групп, кроме средств вычислительной техники, должны быть разделены на подгруппы по технологическому принципу.

Распределение питания по подгруппам, группам должно осуществляться через самостоятельные аппараты защиты, обеспечивающие селективное отключение поврежденных участков и ремонт элементов сети электропитания без останова основного оборудования.

Устройства АС должны иметь резервное электрическое питание с автоматическим и ручным переключением. Для контроля питания от основного или резервного источника каждое устройство должно иметь встроенную световую индикацию. В случае автоматического перехода устройства на резервное питание должна действовать сигнализация.

При потере питания отдельного устройства, группы или подгруппы потребителей должна действовать сигнализация.

Для блочных установок резервными источниками оперативного тока напряжением 220/380 В должны быть шины распределительного устройства собственных нужд 0,4 кВ своего или соседнего энергоблока, от которого не резервируются шины РУСН 0,4 кВ данного энергоблока и инверторы агрегатов бесперебойного питания.

Исправность средств автоматического ввода резерва (АВР) электрического питания устройств контроля состояния, управления, защит технологического оборудования и исправность устройств сигнализации потери их питания и автоматического перехода на резервное питание, должна периодически проверяться по графику, утверждённому техническим руководителем энергообъекта.

5.11.3.13 В комплект вводимых в эксплуатацию АС должны входить:

- техническое обеспечение в виде КТС, смонтированных в соответствии с рабочими чертежами (проектом) и подготовленных к эксплуатации;
- программное обеспечение в виде программ на машинных носителях информации;
- проектная документация;
- эксплуатационная документация по всем видам обеспечения АС и АС в целом, содержащая все сведения о системе, необходимые для ее наладки, ввода в эксплуатацию и обеспечения эксплуатации;
- запасные изделия и приборы, стендовая аппаратура, устройства, специальный инструмент, средства наладки технических средств и контроля метрологических характеристик, необходимые для проверки работоспособности, наладки, ввода в эксплуатацию и обеспечения эксплуатации АС;
- формуляр на программное обеспечение АС в целом и формуляры на программные изделия.

По согласованию разработчиков АС с заказчиком АС комплектность АС может быть расширена.

5.11.3.14 Ввод в действие и приемка АС в эксплуатацию должны производиться в установленном действующими НД порядке.

Основанием для ввода АС в промышленную эксплуатацию должны быть положительные результаты приемочных испытаний и акт ввода АС в промышленную эксплуатацию. При этом, создание и ввод АС в эксплуатацию можно осуществлять в полном объеме или очередями, если это предусмотрено техническим заданием.

Техническим заданием может быть также установлено, что вводу АС в промышленную эксплуатацию предшествует её опытная эксплуатация. Продолжительность опытной эксплуатации в части выполнения функций должна определяться достижением проектных параметров и критериев, установленных программами испытаний, но не более 6 месяцев. В этом случае ввод АС в опытную эксплуатацию должен осуществляться на основании положительных результатов предварительных испытаний и акта ввода АС в опытную эксплуатацию.

Приемка АС в опытную и (или) промышленную эксплуатацию должна производиться по завершении приемки в опытную и (или) промышленную эксплуатацию всех функций и задач, предусмотренных для данной АС или вводимой очереди.

Организация ввода АС в эксплуатацию должна обеспечить опережающую готовность АС к аналогичным работам и испытаниям на технологическом объекте управления. Так, технические средства и подсистемы АС, необходимые для проведения пусконаладочных работ и пуска энергоблока, должны быть приняты в опытную эксплуатацию до проведения указанных этапов ввода энергоблока в эксплуатацию.

5.11.3.15 В случае, если некоторые, предусмотренные проектом, функции АС не введены в эксплуатацию за срок, установленный для освоения технологического оборудования, должны быть оформлены обоснованные технические решения с указанием причин отказа от внедрения. и задание проектной организации на доработку проекта.

Технические решения должны быть согласованы с проектной организацией и утверждены руководством энергообъекта.

В случаях, когда это предусмотрено действующим законодательством или нормативными документами, принятые руководством энергообъекта решения должны быть согласованы с соответствующими органами государственного регулирования и надзора.

5.11.4 Требования к эксплуатации

5.11.4.1 После ввода в эксплуатацию все средства измерений и представления информации, устройства и программно-технические комплексы, реализующие информационные и управляющие функции и задачи АС - автоматическое регулирование, дистанционное и логическое управление запорными и регулируемыми органами и механизмами, электрические и технологические защиты, технологическая сигнализация, блокировки, техническая диагностика, а также измерения теплотехнических, электрических, физических, дозиметрических, радиометрических, химических и механических параметров - должны содержаться в исправности и при работе технологического оборудования постоянно находиться в работе (в проектном объеме), обеспечивая выполнение заданных функций и качество работы.

5.11.4.2 Если в процессе эксплуатации внесены изменения в оборудование или технологическую схему, изменились условия эксплуатации или появились другие факторы, требующие изменения проектных решений, объем и технические решения по автоматизации оборудования определяет, обосновывает и устанавливает руководство энергообъекта с учетом обстоятельств, приведенных в 5.11.1.3.

В случаях, когда это предусмотрено действующим законодательством или НД, принятые руководством энергообъекта (эксплуатирующей организацией) решения должны быть согласованы с отраслевым органом, определенным Минтопэнерго Украины и/или энергосистемой и соответствующими органами государственного регулирования и надзора.

5.11.4.3 Основной задачей эксплуатации АС является обеспечение их работоспособности и соответствия проектным характеристикам за счет:

- технического обслуживания комплекса средств автоматизации в соответствии с установленным регламентом;
- проведения ремонта комплекса средств автоматизации в соответствии с требованиями проектной и заводской документации, действующими нормами и правилами;
- тщательного анализа функционирования АС в переходных и аварийных режимах на основании информации, предоставляемой ретроспективой аварийных событий, и разработки мероприятий, устраняющих недостатки в работе АС;
- метрологического обеспечения;
- сбора и анализа данных о надежности комплекса средств АС, ведение документации и информационной базы данных по состоянию и надежности комплекса средств АС;
- сопровождения программного и информационного обеспечения;
- анализа эффективности функционирования АС и разработки предложений по их совершенствованию;
- замены устройств и технических средств, входящих в комплекс средств автоматизации, выработавших свой ресурс или исчерпавших срок службы, или не удовлетворяющих возросшим техническим требованиям;
- опробования и испытания комплекса средств автоматизации.

5.11.4.4 При организации эксплуатации АС обязанности структурных подразделений по решению перечисленных задач эксплуатации, в том числе по обслуживанию комплекса технических средств и программного обеспечения, должны быть определены приказом

руководителя энергообъекта. В этом приказе должен быть приведен перечень обслуживаемого каждым подразделением оборудования с указанием границ обслуживания.

5.11.4.5 Подразделения, обслуживающие АС, должны обеспечивать:

- поддержание системы в исправном состоянии и готовность к работе, своевременность проведения технического обслуживания и ремонтов, выполнение мероприятий по повышению надежности и эффективности использования, наличие запасных частей и приборов;
- эффективное использование АС, вычислительной техники и компьютерных систем в соответствии с действующими нормативами;
- совершенствование и развитие АС, включая внедрение новых задач, модернизацию КСА и программ, находящихся в эксплуатации, освоение передовой технологии сбора и подготовки исходной информации;
- ведение классификаторов нормативно – справочной информации;
- организацию информационного взаимодействия со смежными и иерархическими уровнями АС;
- разработку и ведение документации АС, а также разработку инструктивных и методических материалов, необходимых для функционирования АС;
- анализ работы АС, её экономической эффективности, своевременное представление отчетности;
- повышение квалификации персонала, осуществляющего эксплуатацию и обслуживание АС.

5.11.4.6 Персонал, эксплуатирующий технологическое оборудование, должен:

- своевременно вводить в работу и эффективно использовать все функции и задачи АС;
- обеспечить сохранность и чистоту устройств АС, установленных в зоне обслуживания оборудования;

5.11.4.7 Регулирующие и запорные органы, используемые в системах управления и оснащенные серводвигателем, в процессе эксплуатации должны удовлетворять техническим требованиям по плотности, расходным характеристикам и люфтам. При закрытии плотность должна обеспечиваться воздействием системы дистанционного или автоматического управления без дозакрытия вручную.

Обслуживание и ремонт регулирующих органов и их сочленений с исполнительными механизмами, редукторов электроприводов, соединительных полумуфт должен выполняться персоналом, ведущим ремонт основного оборудования, а установка их на место и приёмка проводится с участием персонала, обслуживающего системы управления.

Концевые выключатели, задействованные в схемах управления и электроавтоматики, обслуживает подразделение, обслуживающее эти системы. Изготовление и обслуживание кронштейнов для установки концевых выключателей осуществляет персонал, ведущий ремонт основного оборудования.

5.11.4.8 Изготовление, монтаж и обслуживание отборных устройств, бобышек гильз и штуцеров для установки датчиков, а также дроссельных органов расходомеров, должны выполняться персоналом, ведущим ремонт основного оборудования, а установка их на место и приёмка проводится с участием персонала, обслуживающего системы управления.

Установка, снятие и уплотнение датчиков, установленных внутри механизмов, и датчиков прямого действия выполняется персоналом, ведущим ремонт основного оборудования при участии персонала, обслуживающего системы управления.

Первичные запорные органы на отборных устройствах при эксплуатации должны обеспечивать возможность отключения импульсной линии для ее обслуживания при

работе оборудования. Обслуживание этих запорных органов должен осуществлять персонал, обслуживающий основное оборудование.

5.11.4.9 Установку и сочленение электромагнитов с механизмом, клапаном или золотником, а также ремонт этих сочленений и механической части соленоидных клапанов производит персонал технологических цехов. Электромагниты обслуживает персонал, обслуживающий АС.

5.11.4.10 Текущие и капитальные ремонты, а также профилактические испытания электродвигателей (кроме их перемотки), входящих в комплект устройств автоматического регулирования, защиты и дистанционного управления, должен выполнять персонал, обслуживающий средства АС. Перемотка электродвигателей этих приводов должна выполняться электрическим цехом или специализированной организацией.

Снятие (установку) электродвигателей мощностью более 4 кВт и их транспортировку для ремонта (установки) производит персонал, ведущий ремонт основного оборудования.

5.11.4.11 Во время эксплуатации температура окружающего воздуха, влажность, вибрация, радиация, напряженность внешних электрических и магнитных полей, импульсные перенапряжения, радио- и импульсные помехи и интенсивность электростатических разрядов, а также запыленность в местах установки технических средств АС не должны превышать значений, допускаемых стандартами и техническими условиями на эти средства.

В местах расположения технических средств АС в помещениях технологических цехов температура в нормальных условиях должна находиться в пределах 5 - 60°C, относительная влажность 90%. В аварийных режимах, характеризующихся образованием течей технологического оборудования, температура и относительная влажность должны быть не более соответственно 75°C и 95%.

Микропроцессорные устройства РЗА должны применяться без встроенных вентиляторов. При наличии встроенных вентиляторов изготовителем устройства должна гарантироваться наработка на отказ системы вентиляции не меньше чем у основных функций устройства. При размещении устройств РЗА в шкафах (контейнерах) на открытых распределительных устройствах и в не отапливаемых помещениях должен предусматриваться их автоматический подогрев. Устройства должны сохранять работоспособность при температуре окружающей среды в диапазоне от -5° до +55°C и относительной влажности до 80 %. Размещение устройств должно исключать попадание на них прямых солнечных лучей.

В помещениях щитов управления, где расположены средства вычислительной техники АС, температура и относительная влажность должны быть не выше соответственно 25°C и 40-80 %. В аварийных режимах, обусловленных неисправностью систем кондиционирования воздуха, указанные параметры должны быть не более соответственно 35 °C и 90 %.

Система кондиционирования воздуха должна содержаться в состоянии, обеспечивающем надежное функционирование средств АС.

Температура в местах установки щитов управления технологическим оборудованием шкафного типа должна быть не выше 45 °C, а в местах установки шкафов устройств вычислительной техники и логических устройств (20 ± 5) °C.

5.11.4.12 В процессе эксплуатации комплекс средств АС должен проходить проверку на соответствие проектным характеристикам по программам и графикам, утвержденным техническим руководителем энергообъекта. В случае невозможности прямой проверки, испытания необходимо проводить в условиях, максимально имитирующих реальное состояние оборудования и комплекса средств АС.

5.11.4.13 Техническое обслуживание, ремонт и проверка комплекса средств автоматизации, в том числе сопротивления изоляции силовых и измерительных

кабельных линий, должны проводиться в соответствии с графиками, утвержденными техническим руководителем энергообъекта, по нормативам, методикам и инструкциям, разработанным на основании требований заводской документации и НД и утвержденным техническим руководителем энергообъекта. Ремонт средств вычислительной техники должен осуществляться, как правило, специализированными предприятиями по заводской технологии.

В случае выполнения ремонта специализированным предприятием, ответственность за сдачу средств в ремонт и приемку их из ремонта несет персонал цеха (службы), обслуживающего эти средства. Состав комиссии по приемке утверждается руководством энергообъекта.

5.11.4.14 Техническое обслуживание, ремонт и проверка КСА АС должны производиться при соблюдении условий безопасной эксплуатации оборудования энергообъекта в сроки, установленные проектом, и в соответствии с действующими НД. Порядок проведения технического обслуживания и вывода в ремонт должен определяться утвержденным положением.

5.11.4.15 Метрологическое обеспечение комплекса средств АС должно соответствовать требованиям настоящих Правил.

Запрещается эксплуатировать системы и технические средства КСА АС, не прошедшие поверки и калибровки в соответствии с требованиями НД.

5.11.4.16 Технологические защиты, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены. Вывод из работы исправных технологических защит запрещается. Вывод из работы устройств технологической защиты на работающем оборудовании разрешается только в случаях:

- работы оборудования в переходных режимах, когда необходимость вывода защиты обусловлена инструкцией по эксплуатации основного оборудования;

- при очевидной неисправности защиты. Вывод должен выполняться по распоряжению начальника смены электростанции с обязательным уведомлением технического руководителя энергообъекта и оформлением записи в оперативной документации;

- для периодической проверки согласно графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта, с разрешением оперативного персонала, в ведении которого они находятся.

Во всех остальных случаях вывод защит должен выполняться только по распоряжению технического руководителя энергообъекта с оформлением записи в оперативной документации.

Производство ремонтных и наладочных работ в цепях включенных защит запрещается.

Ввод в эксплуатацию вновь смонтированных или реконструированных технологических защит должен выполняться по распоряжению технического руководителя энергообъекта по утвержденным им программам.

5.11.4.17 Перед пуском оборудования после его простоя более 3 суток или, если во время останова на срок менее 3 суток проводились ремонтные работы в цепях защит, должно проводиться опробование исполнительных операций защит и устройств АВР технологического оборудования с воздействием на исполнительные органы.

Опробование проводится персоналом соответствующего технологического цеха совместно с персоналом, обслуживающим эти средства, в соответствии с инструкцией по эксплуатации защит.

При недопустимости проверки исполнительных операций в связи с тепловым состоянием агрегата, проверка защиты должна осуществляться персоналом, обслуживающим эти средства, без воздействия на исполнительные органы с обязательной последующей проверкой при первой возможности.

5.11.4.18 Частота и объем проверок исправности технологических защит, предохранительных и автоматических устройств, а также арматуры должны соответствовать требованиям технологических регламентов эксплуатации энергоблоков и агрегатов и проводиться по графикам, утвержденным техническим руководителем энергообъекта.

5.11.4.19 Средства технологических защит (первичные измерительные преобразователи, измерительные приборы, клеммники, ключи и переключатели, запорная арматура импульсных линий и др.) должны иметь внешние отличительные признаки (красный цвет и др.).

Панели защит и установленная на них аппаратура должны иметь с обеих сторон надписи, указывающие на их назначение.

На шкалах приборов должны быть отметки уставок срабатывания защит.

5.11.4.20 Алгоритмы работы технологических защит и блокировок, включая значения уставок и выдержек времени срабатывания, должны быть определены заводами-изготовителями оборудования. В случае реконструкции оборудования или отсутствия данных заводов-изготовителей уставки и выдержки времени устанавливаются на основании результатов испытаний.

На энергообъекте должна быть карта (журнал) уставок защит, блокировок и сигнализации, утверждённых техническим руководителем энергообъекта.

Ввод и вывод защит и блокировок в указанных выше случаях должны производиться только проектными устройствами. Аппаратура защиты и блокировок, имеющая устройства для изменения уставок, должна быть опломбирована (кроме регистрирующих приборов). Пломбы разрешается снимать только работниками, обслуживающими устройства защиты, с записью об этом в оперативном журнале.

5.11.4.21 Технологические защиты должны быть снабжены устройствами, фиксирующими первопричину их срабатывания.

Средства, фиксирующие первопричину срабатывания защиты, включая регистраторы событий, должны находиться в эксплуатации в течение всего времени работы защищаемого оборудования.

Все случаи срабатывания защит, а также их отказов должны учитываться (в оперативном журнале и журнале дефектов) и анализироваться, в том числе с определением причины и вида неисправностей, а также составляться мероприятия по предотвращению неправильной работы защит.

5.11.4.22 Введенные в эксплуатацию регуляторы (контуры регулирования) должны постоянно находиться в состоянии, обеспечивающем поддержание значений технологических параметров в пределах, регламентированных эксплуатационными и нормативно – техническими документами. Вывод исправных автоматических регуляторов допускается только в случаях, указанных в инструкциях по эксплуатации или оперативному обслуживанию.

5.11.4.23 Автоматизированное технологическое оборудование должно соответствовать требованиям настоящих Правил и НД, определяемым условиями их автоматизации.

5.11.4.24 По каждому введенному в эксплуатацию регулятору (контуру регулирования) на энергообъекте должны быть следующие данные, необходимые для восстановления его настройки после ремонтов или замены вышедшей из строя аппаратуры:

- техническое описание и инструкция по эксплуатации;
- программа и методика испытаний;
- исполнительные электрические схемы;
- карта или журнал параметров настройки.

5.11.4.25 Введенные в эксплуатацию средства логического управления должны постоянно находиться в состоянии, обеспечивающем выполнение соответствующих программ (алгоритмов).

Перед вводом в эксплуатацию средств логического управления после их отключения на срок более 3 суток или, если во внешних цепях или в шкафах средств логического управления проводились ремонтные работы, проводится проверка работоспособности средств логического управления с воздействием на исполнительные органы. Проверка проводится персоналом технологического цеха и цеха, обслуживающего систему управления. При невозможности проверки исполнительных операций, проверку работоспособности средств логического управления производит персонал, обслуживающий средства управления, без воздействия на исполнительные органы.

Объем и порядок проведения проверок работоспособности должны быть регламентированы инструкцией, утвержденной техническим руководителем энергообъекта.

5.11.4.26 На работающем оборудовании ремонтные и наладочные работы в шкафах средств логического управления проводятся, как правило, при отключенных от них исполнительных цепях, а в исполнительных (внешних) цепях такие работы не проводятся.

В исключительных случаях ремонтные и наладочные работы в исполнительных (внешних) цепях проводятся на работающем оборудовании с разрешения технического руководства энергообъекта соответствии со специально разработанными и утвержденными программами по нарядам и распоряжениям.

5.11.4.27 Ввод в эксплуатацию устройств логического управления после наладки или корректировки технологических алгоритмов управления должен производиться по распоряжению технического руководителя энергообъекта по утвержденным им программам.

5.11.4.28 При эксплуатации АС должны обеспечиваться сбор, обработка, анализ и хранение информации об отказах КСА АС.

5.11.4.29 Техническими и организационными мероприятиями должен быть исключен несанкционированный доступ в помещения, где размещен КСА АС.

5.11.4.30 По каждой АС обслуживающий персонал должен вести, по утвержденному техническим руководителем энергообъекта перечню, проектную, заводскую, техническую и эксплуатационную документацию.

5.11.4.31 Руководство энергообъектов должно осуществлять контроль за эксплуатацией АС, проводить анализ их функционирования и эффективности использования, а также разрабатывать мероприятия по развитию и совершенствованию АС и их своевременному техническому перевооружению.

5.12 Охрана труда

5.12.1 Работа по охране труда на энергопредприятиях должна проводиться в строгом соответствии с законом Украины “Об охране труда”, “Кодексом законов Украины о труде” и другими нормативными актами.

На каждом энергопредприятии, в каждом структурном подразделении и на рабочем месте должны быть созданы условия труда, соответствующие требованиям нормативных актов, а также обеспечено соблюдение прав работников, гарантированных законодательством об охране труда.

5.12.2 Вся работа по охране труда должна быть направлена на создание системы организационных мероприятий и технических средств, предназначенных для предотвращения воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов.

5.12.3 Устройство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений должны отвечать требованиям нормативных актов по охране труда.

5.12.4 Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании и ремонте оборудования, зданий и сооружений, должны своевременно подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда.

5.12.5 На энергопредприятиях должны быть разработаны и утверждены инструкции по охране труда для всех работников производственных профессий (например, машинистов, электросварщиков, лаборантов, уборщиц и др.), а также на отдельные виды работ (работы на высоте, монтажные, ремонтные и др.) согласно с требованиями НД ДНАОП 0.00-4.15 “Положение о разработке инструкций по охране труда” и ДНАОП 0.00-8.03 “Порядок разработки и утверждения собственником нормативных актов об охране труда, действующих на предприятии”.

5.12.6 На энергопредприятиях, в соответствии с нормативными актами, должно быть организовано лечебно-профилактическое обслуживание персонала:

- первичные, при поступлении на работу, и периодические медицинский и профилактический наркологический осмотры работников определенных категорий;
- профессиональный отбор для определения физиологической и психофизиологической пригодности к безопасному выполнению работ (отдельных видов и операций);
- предрейсовые медицинские осмотры водителей транспортных средств;
- лечебно-профилактическое питание и санитарно-бытовое обслуживание.

5.12.7 Каждый работник должен знать и строго выполнять требования безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

5.12.8 На каждом энергопредприятии должно быть разработано и утверждено “Положение о системе управления охраной труда”.

Общее руководство работой по охране труда и персональная ответственность за нее возлагается на первого руководителя (работодателя) энергопредприятия.

Руководители и должностные лица энергопредприятий обязаны обеспечивать проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных и здоровых условий труда на рабочих местах, в производственных помещениях и на территории, которая принадлежит энергопредприятию, контролировать их соответствие действующим требованиям безопасности и производственной санитарии, а также своевременно организовывать обучение, проверку знаний, инструктаж персонала, контроль за соблюдением им требований по охране труда.

При невозможности устранить воздействие на персонал вредных и опасных факторов, руководящие и должностные лица обязаны обеспечить персонал СИЗ, в зависимости от характера выполняемых работ.

5.12.9 При ремонте оборудования АЭС должны применяться устройства, понижающие воздействие ионизирующего излучения на персонал на рабочих местах, а также спецодежда и СИЗ. Должны проводиться мероприятия, направленные на снижение уровней загрязнения радиоактивными веществами поверхностей оборудования, помещений и спецодежды, а также предупреждающие распространение и обеспечивающие локализацию загрязнений. Отходы должны перерабатываться и своевременно захороняться.

5.12.10 В случае возникновения пожаров, аварийных ситуаций, в т.ч. радиационных, и других нарушений в работе оборудования, персонал энергопредприятия и командированный другими предприятиями и организациями персонал должен принять меры по предупреждению развития аварии, пожара, выполнить необходимые защитные мероприятия и, в случае опасности для здоровья или жизни, покинуть рабочее место по маршруту, установленному планом эвакуации.

5.12.11 При выполнении строительно-монтажных, наладочных и ремонтных работ на одном и том же оборудовании или сооружении цеха энергопредприятия одновременно

несколькими организациями по договорам с предприятием, руководство цеха (участка) совместно с руководством подрядных организаций обязано разработать совмещенный график работ и план согласованных мероприятий по охране труда, производственной санитарии, радиационной и взрывопожаробезопасности, учитывающие взаимодействие эксплуатационного, строительного-монтажного, наладочного и ремонтного персонала.

Ответственность за выполнение указанного плана мероприятий на своих участках, за соответствие квалификации персонала и соблюдение им требований охраны труда и пожарной безопасности несут соответствующие руководители.

5.12.12 Каждый несчастный случай, а также любые нарушения требований безопасности труда, которые могли бы привести к несчастным случаям или авариям, должны быть тщательно расследованы, выявлены причины и виновники их возникновения и приняты меры по предупреждению повторения подобных случаев. Сообщения о несчастных случаях, их расследование и учет должны осуществляться в соответствии с ДНАОП 0.00-4.03 “Положення про порядок розслідування та облік нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві”.

Ответственность за правильное и своевременное расследование и учет несчастных случаев, оформление актов формы Н-1 и Н-5, разработку и реализацию мероприятий по устранению причин несчастного случая несет руководитель энергопредприятия.

5.12.13 Ответственность за несчастные случаи несут руководители и должностные лица энергопредприятия, не обеспечившие выполнение требований безопасности и производственной санитарии и не принявшие должных мер для предупреждения несчастных случаев, а также работники, которые непосредственно нарушили требования правил или инструкций по охране труда.

5.12.14 По материалам расследования несчастных случаев со смертельным исходом и групповых несчастных случаев, случаев непланированного облучения персонала, произошедших на АЭС, должны издаваться приказы о выполнении мероприятий, предложенных в актах расследования.

5.12.15 Весь персонал энергопредприятий должен быть практически обучен способам оказания первой доврачебной медицинской помощи, а также приемам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях непосредственно на месте происшествия согласно требованиям ДНАОП 1.1.10-5.05 “Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования”. Проверка знаний инструкции должна проводиться при периодической проверке знаний по охране труда. Ежегодно, с применением современных тренажеров, должно проводиться обучение персонала способам реанимации для поддержания навыков по оказанию первой медицинской помощи.

5.12.16 В каждом цехе энергопредприятий, на подстанциях, районах и участках тепловых и кабельных сетей, в лабораториях и в других структурных подразделениях, а также в автомашинах выездных бригад должны быть аптечки или сумки первой помощи с постоянным запасом необходимых медикаментов и медицинских средств.

Персонал, в соответствии с типовыми нормами бесплатной выдачи, должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, моющими средствами в зависимости от характера выполняемых работ и обязан ими пользоваться во время работы.

В случае неиспользования по назначению средств защиты, выданных для выполнения определенной работы, персонал несет ответственность за происшедший, в связи с этим, несчастный случай.

5.12.17 Персонал, находящийся в помещениях с действующим энергооборудованием (за исключением щитов управления, релейных щитов и им подобных), в закрытых и открытых распределительных устройствах, колодцах, камерах, каналах и туннелях электростанций, тепловых и электрических сетей, а также при обслуживании воздушных линий электропередач должен надевать защитные каски.

5.13 Пожарная безопасность

5.13.1 Обеспечение пожарной безопасности энергетических предприятий должно вестись в соответствии с Законом Украины “О пожарной безопасности”, “Правилами пожарной безопасности в Украине”, “Правилами пожарной безопасности в компаниях, на предприятиях и в организациях энергетической отрасли Украины” и другими государственными и отраслевыми нормативными актами, регламентирующими отдельные вопросы пожарной безопасности.

5.13.2 Обеспечение пожарной безопасности является составной частью производственной деятельности всех работников энергопредприятий и возлагается на руководителей и уполномоченных ими лиц.

5.13.3 Устройство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений должны соответствовать требованиям НД.

Здания, сооружения и территория энергопредприятий должны быть оборудованы сетями противопожарного водоснабжения, установками обнаружения и тушения пожара в соответствии с требованиями НД. Территории энергопредприятий, а также здания, сооружения, помещения должны быть обеспечены соответствующими знаками безопасности согласно действующим НД.

5.13.4 На каждом энергопредприятии, с учетом пожарной опасности, приказом (инструкцией) должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, а также составлены инструкции по ПБ:

- общеобъектная;
- для отдельных цехов, участков, лабораторий, помещений и т.п.;
- эксплуатации систем водоснабжения, установок выявления и тушения пожара;
- проведению пожароопасных видов работ, эксплуатации технологических установок, оборудования и т.п.

Инструкции должны разрабатываться на основании действующих правил и других нормативных актов, исходя из специфики пожарной опасности строений, сооружений, технологических процессов, технологического и производственного оборудования, также должен быть составлен оперативный план пожаротушения, который разрабатывается совместно специалистами пожарной охраны МВД и энергопредприятия. Все вышеуказанные документы должны утверждаться в установленном НД порядке.

5.13.5 Каждый работник должен четко знать и выполнять требования ППБ и установленный на энергопредприятии противопожарный режим, не допускать лично и останавливать действия других лиц, которые могут привести к пожару или возгоранию (загоранию).

5.13.6 Работники энергопредприятий должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности, регулярно принимать участие в противопожарных тренировках и проходить периодическую проверку знаний ППБ в соответствии с требованиями действующих НД по подготовке персонала и настоящих Правил.

Периодичность, тематика и объемы противопожарных тренировок должны определяться в соответствии с отраслевыми НД, с учетом необходимости приобретения практических навыков тушения пожаров во взаимодействии с пожарными подразделениями, не прекращая управления оборудованием.

5.13.7 Руководителем тушения пожара на энергопредприятии до прибытия первого пожарного подразделения является лицо, определенное инструкцией по ПБ.

По прибытии первого пожарного подразделения это лицо должно информировать об особенностях объекта, на котором возник пожар, и о принятых мерах по тушению пожара старшего командира пожарного подразделения, передать ему руководство тушением пожара, выдать письменный допуск на проведение пожаротушения и оказывать

максимально возможную помощь в ликвидации пожара силами и средствами энергопредприятия.

5.13.8 На всех энергопредприятиях с количеством работающих 50 и более человек по решению трудового коллектива должны быть созданы пожарно-технические комиссии, возглавляемые техническим руководителем, а также добровольные пожарные дружины, которые проводят свою работу согласно с действующими нормативными актами.

5.13.9 Техническое обслуживание автоматических и других установок тушения пожара и пожарной сигнализации должно проводиться специально аттестованным персоналом энергопредприятия или его подразделений в соответствии с местными инструкциями.

Назначение лиц, ответственных за состояние противопожарного оборудования, и разграничение зон обслуживания определяется приказом по предприятию.

Первичные средства пожаротушения должны быть в постоянной готовности к работе, а их техническое обслуживание осуществляться в соответствии с действующими Правилами.

5.13.10 Работы, связанные с отключением участков противопожарного водопровода, перекрытием дорог и проездов, ремонтом технологического оборудования противопожарного водоснабжения, а также с отключением противопожарной автоматики и сигнализации, должны производиться по согласованию с лицом, ответственным за пожарную безопасность и эксплуатацию соответствующих участков (установок), только на основании письменного разрешения технического руководителя энергопредприятия и уведомления пожарной охраны объекта (при ее наличии).

5.13.11 Сварочные и другие опасные работы на энергопредприятиях, в том числе производимые ремонтными, монтажными и другими подрядными организациями, должны производиться в соответствии с требованиями ППБ и местных инструкций.

5.13.12 За организацию противопожарного режима на энергопредприятиях ответственность несут:

- руководители - за общее противопожарное состояние, организацию выполнения противопожарных мероприятий и требований противопожарного режима, работу созданных добровольных пожарных формирований;

- технические руководители - за работу пожарно-технических комиссий, техническое состояние средств пожаротушения и систем противопожарной автоматики, организацию выполнения нормативных противопожарных требований и подготовку персонала;

- руководители и инженерно-технические работники подразделений - за противопожарное состояние закрепленных за ними объектов и участков, а также подготовку персонала.

5.13.13 Каждый случай пожара (загорания) должен расследоваться специально назначенной комиссией для установления причин, убытков, виновников возникновения пожара (загорания) и разработки противопожарных мероприятий для других объектов отрасли согласно ГКД 34.20.801 “Инструкция по служебному расследованию, первичному учету пожаров, которые произошли на объектах Минтопэнерго Украины”.

5.14 Системы вентиляции и кондиционирования воздуха

5.14.1 Системы вентиляции и кондиционирования воздуха общего назначения

5.14.1.1 Системы вентиляции и кондиционирования воздуха должны соответствовать государственным и отраслевым нормативным актам и обеспечивать:

- надежное и эффективное поддержание в рабочих зонах производственных помещений стандартизированных параметров воздуха: температуры, влажности, подвижности, допустимых концентраций вредных веществ в воздухе, а также необходимых температурных условий воздушной среды в зоне размещения электроаппаратуры согласно с требованиями заводов-изготовителей оборудования и

действующих НД;

- надежное поддержание концентраций взрывоопасных веществ в воздухе помещений со взрывоопасными производствами на уровне, который не превышает допустимый;

- надежное удаление дыма из маршрутов эвакуации персонала или надежное создание воздушного подпора против дыма при возникновении пожара.

5.14.1.2 Системы вентиляции помещений с производствами, выделяющими вредные вещества в виде аэрозолей, пара или пыли, должны обеспечивать выбросы вредных веществ в атмосферный воздух в объеме, не превышающем разрешенные выбросы, установленные для конкретных систем, как источников выбросов, согласно с действующими НД.

5.14.1.3 При эксплуатации систем вентиляции и кондиционирования воздуха должна быть обеспечена надежная работа связанных с ними вспомогательных систем, а именно: систем теплоснабжения воздухонагревателей, холодоснабжения воздухоохладителей, снабжения охлаждающей водой конденсаторов холодильных агрегатов автономных кондиционеров и холодильных машин, снабжения водой питьевого качества оросительных секций центральных кондиционеров и увлажнителей автономных кондиционеров, пароснабжения эжекторов холодильных пароэжекторных машин с параметрами рабочих сред согласно с требованиями заводов-изготовителей оборудования и указаниями местных эксплуатационных инструкций.

5.14.1.4 Системы вентиляции и кондиционирования воздуха должны постоянно иметь предусмотренную проектом тепловую и противопожарную изоляцию воздуховодов, которая должна быть всегда в исправном состоянии. Толщина слоя противопожарной изоляции и ее материал, а также количество воздуховодов с противопожарной изоляцией должны быть согласованы со структурами пожарной охраны.

5.14.1.5 Начало и окончание работы вентсистем периодического действия, которые выбрасывают в атмосферный воздух вредные вещества и для которых установлены нормативы разрешенных выбросов, должны фиксироваться в журнале эксплуатации вентсистем, что необходимо для расчетов валовых выбросов вредных веществ.

5.14.1.6 На каждую вентсистему должен быть заведен паспорт установленного НД образца. В паспорт необходимо заносить данные аэродинамических и теплотехнических испытаний, выполняемых в процессе наладки вентсистем после монтажа, ремонта или реконструкции и периодических, один раз в год, а также сведения о выполненных ремонтах и реконструкциях.

5.14.1.7 На каждое газо или пылеулавливающее оборудование вытяжных вентсистем, на основании результатов испытаний, должен быть заведен паспорт газоочистной установки (ГОУ), который подлежит согласованию с природоохранными органами. Форма паспорта должна соответствовать государственным правилам эксплуатации установок очистки газа.

5.14.1.8 Газопылеулавливающее оборудование должно периодически, один раз в год, испытываться для определения эффективности очистки вытяжного воздуха, а также максимальных, средних и минимальных значений концентрации вредных веществ в воздухе, удаляемом в атмосферу.

5.14.1.9 Для каждого объекта (здания, сооружения) должна быть разработана инструкция по эксплуатации систем вентиляции, в которой должны быть приведены режимные карты эксплуатации каждой вентсистемы, содержащие следующие сведения:

- режим эксплуатации: круглогодичный, эксплуатация в теплое или холодное время года;

- режим управления: ручной, автоматический (по импульсам от датчиков);

- режим работы: односменный, двухсменный, круглосуточный, периодический - в зависимости от необходимости, кратковременный - с фиксированным временем работы, аварийный;

- время включения и выключения вентсистемы (для кратковременного режима с фиксированным временем и для односменного и двухсменного режимов работы);
- время перехода с режима эксплуатации в теплое время года на режим эксплуатации в холодное время года, и наоборот;
- время ввода в работу резервного вентоборудования;
- время проверки работы оборудования и автоматики аварийных вентсистем;
- время проверки огнезадерживающих клапанов.

5.14.1.10 Порядок организации оперативного и технического обслуживания, ремонта, наладки и испытаний систем вентиляции и кондиционирования воздуха должен быть установлен руководством энергопредприятия (энергообъекта) согласно с типовыми положениями и инструкциями, с учетом местных условий.

5.14.1.11 Изменения схем существующих систем вентиляции или кондиционирования воздуха должны осуществляться только по предварительно разработанному проекту реконструкции. Все изменения должны соответствовать действующим правилам промышленной санитарии, пожаровзрывобезопасности и охраны труда. Любые самовольные врезки в существующую систему воздухопроводов не допускаются.

5.14.1.12 Фактические расходы тепла и электроэнергии на вентиляцию и кондиционирование воздуха должны быть экономически обоснованы и соответствовать нормативным показателям, утвержденным руководством энергообъекта, энергопредприятия.

5.14.1.13 Каждая вентсистема и система кондиционирования воздуха, а также каждый ее механизм и аппаратура должны иметь оперативные обозначения. При присвоении оперативных обозначений системам вентиляции и кондиционирования воздуха зданий и сооружений, расположенных в пределах производственной площадки энергопредприятия, следует придерживаться принципа неповторяемости.

5.14.1.14 Надписи оперативных обозначений систем вентиляции и кондиционирования воздуха должны быть нанесены на их воздухопроводы с интервалом от 10 до 20 м, при этом они обязательно должны находиться на транзитных участках воздухопроводов и в местах скопления других коммуникаций.

5.14.2 Системы вентиляции и удаления газообразных продуктов АЭС

5.14.2.1 Системы вентиляции и кондиционирования воздуха АЭС должны отвечать требованиям предыдущего подраздела настоящих правил, не противоречащим нормативным актам, действующим в атомной энергетике, а также требованиям санитарных правил проектирования и эксплуатации атомных электростанций.

5.14.2.2 Системы вентиляции должны обеспечивать бесперебойное снабжение обслуживаемых помещений АЭС чистым воздухом в соответствии с проектными режимами и поддержание при всех нормальных эксплуатационных режимах работы АЭС в герметичных помещениях и боксах, где возможно появление радиоактивных газов и аэрозолей, разрежения в пределах значений, соответствующих проекту и действующим НД.

5.14.2.3 На АЭС должен соблюдаться принцип отдельного вентилирования помещений зоны строгого режима и зоны свободного режима. В зоне строгого режима должна обеспечиваться направленность движения воздуха только в сторону более “грязных” помещений.

5.14.2.4 В помещениях, в пределах которых возможно выделение радиоактивных газов, аэрозолей, йода необходимо предусматривать подачу к СИЗ (пневмокостюмам, пневмомаскам) воздуха, очищенного от механических примесей, радиоактивных аэрозолей и подогретого до 18 °С.

5.14.2.5 Системы вентиляции и кондиционирования воздуха зоны строгого режима должны иметь 100 % резерв вентагрегатов с автоматическим вводом резерва. Вытяжные и

рециркуляционные вентсистемы, отнесенные к локализирующим и обеспечивающим системам, должны питаться от сети надежного электроснабжения и быть обеспечены самозапуском вентагрегатов после перерыва питания.

5.14.2.6 На время проведения ремонта технологического оборудования в герметичных помещениях и боксах следует увеличивать количество воздуха, который забирается с этих помещений вытяжными системами, путем включения резервных вентагрегатов.

5.14.2.7 Запрещается объединять различные по степени радиоактивного загрязнения помещения воздуховодами одной системы вентиляции. Вентиляция реакторного зала должна осуществляться самостоятельными вентсистемами, при этом воздухообмен в реакторном зале должен быть не менее однократного в час (при условии посещения его персоналом).

5.14.2.8 Во время эксплуатации систем вентиляции, важных для эксплуатации АЭС, должны контролироваться следующие параметры:

- напор, создаваемый вентиляторами;
- расход воздуха;
- сопротивление фильтров;
- концентрация радиоактивных йода, газов и аэрозолей перед фильтрами и после них.

Концентрация радиоактивных йода, газов и аэрозолей, а также расход воздуха в вентиляционных трубах должны контролироваться непрерывно.

Объем и периодичность контроля должны определяться местными инструкциями.

5.14.2.9 При очистке воздуха (газов) угольными фильтрами систем вентиляции относительная влажность очищаемого воздуха (газов) не должна превышать 70 %. Запрещается эксплуатация этих фильтров при отключенном влагомере.

5.14.2.10 На АЭС должна постоянно вестись работа, направленная на снижение величины активности газообразных выбросов.

Эксплуатация систем очистки и удаления воздуха не должна допускать возможность превышения максимальных выбросов радиоактивных веществ, установленных нормативами. Эксплуатация АЭС с выбросами, радиоактивность которых превышает нормативную максимальную величину, запрещается.

5.14.2.11 В случае наличия на АЭС нескольких вентиляционных труб, активность выбросов через каждую из них должна нормироваться таким образом, чтобы суммарная активность не превышала установленную.

5.14.2.12 Газы и воздух, которые забираются от технологического оборудования с радиоактивными веществами, перед выбросом в атмосферу должны очищаться, а при необходимости - выдерживаться в специальных газгольдерах.

5.14.2.13 В случае возникновения аварийной ситуации на АЭС, которая может привести к загрязнению радионуклидами воздушной среды в зоне воздухозаборных устройств приточных вентсистем основных и вспомогательных зданий, необходимо отключить все приточно-вытяжные воздухообменные вентсистемы, которые не связаны с обеспечением условий работы технологического оборудования во время ликвидации аварии.

5.14.2.14 Система очистки радиоактивно загрязненных газов, которые удаляются из технологического оборудования, должна быть оснащена необходимыми СИТ. Управление этой системой должно осуществляться дистанционно.

5.14.2.15 Во всех элементах оборудования систем сбора и очистки радиоактивных газов, газгольдерах и других емкостях, где возможно выделение и накопление водорода, систематически должна контролироваться его концентрация.

Концентрация водорода в газе более 3 % не должна допускаться.

Элементы, подлежащие контролю на возможное выделение и накопление водорода, должны быть указаны в местной инструкции по эксплуатации на основании проекта.

5.14.2.16 Эксплуатация установок дожигания водорода на АЭС должна осуществляться в соответствии со специальной инструкцией. Запрещается эксплуатация этой установки при объемной концентрации водорода после контактного аппарата более 1 %.

5.14.2.17 Запрещается длительная (более 3 часов) эксплуатация установки дожигания водорода, если температура газа, поступающего в контактный аппарат, меньше 120 °С.

5.14.2.18 Осмотр оборудования систем вентиляции, очистки газов и дожигания водорода на АЭС, опробование их резервных агрегатов и введение их в работу осуществляется периодически, по графику. Капитальный ремонт этого оборудования должен проводиться по мере необходимости.

5.14.2.19 Ремонт вентагрегатов или замена фильтров в системах ремонтной вентиляции АЭС не должна выполняться во время проведения ремонтных работ или работ, связанных с перегрузкой ЯТ (за исключением резервного вентоборудования).

5.15 Соблюдение природоохранных требований

5.15.1 Расположение, проектирование, строительство, эксплуатация, ввод и вывод из эксплуатации энергообъектов, энергопредприятий должны осуществляться в строгом соответствии с Законами Украины “Об охране окружающей природной среды”, “Об охране атмосферного воздуха”, “Об отходах”, с соблюдением требований “Водного Кодекса Украины”, соответствующих подзаконных актов, а также санитарных норм и правил, стандартов, других государственных и отраслевых НД, касающихся охраны окружающей среды.

Эксплуатация энергоустановок, которые не обеспечивают соблюдение установленных санитарных и природоохранных нормативных требований, запрещается.

5.15.2 На этапе выбора площадки для нового строительства энергообъектов, энергопредприятий необходимо подготовить исходные данные о состоянии природной среды в районе их расположения (поверхностные и подземные воды, атмосфера, почвы, агрокультуры), с целью получения “фоновых” показателей (химических и радиологических) как основы для последующих оценок влияния энергетических объектов.

5.15.3 Новое строительство, расширение, реконструкция и техническое переоснащение энергетических предприятий, их отдельных сооружений разрешаются после разработки материалов оценки влияния на окружающую среду и получения положительного заключения природоохранных органов.

5.15.4 Все природоохранные комплексы, сооружения и установки на новых энергообъектах должны иметь эксплуатационную готовность до начала проведения предпусковых операций на основном энергетическом оборудовании.

5.15.5 При эксплуатации газоочистительного и пылеулавливающего оборудования, а также сооружений для очистки производственных сточных вод, мест размещения отходов необходимо руководствоваться соответствующими действующими государственными и отраслевыми НД, проектными материалами и разработанными на их базе инструкциями.

5.15.6 При эксплуатации энергоустановок не должны превышать согласованные государственными природоохранными и санитарными органами ограничительные величины (нормы, нормативы, лимиты и т.д.) выбросов вредных веществ в атмосферу, сбросов загрязняющих веществ в водные объекты, водопотребления и водоотведения, образования и размещения отходов, а также допускаемые уровни напряженности электрического и магнитного полей, вибраций, шума и других вредных факторов.

При эксплуатации ВЭУ дополнительно должно уделяться внимание защите животных и птиц. При массовых поражениях птиц должна быть создана экспертная группа с участием орнитологов и на основе наблюдений разработан план мероприятий для снижения поражений: изменение цвета лопастей, подсветка, отпугивание звуком и т.п.

5.15.7 Все энергопредприятия должны проводить инвентаризацию источников выбросов, сбросов и образования отходов. Объемы и периодичность проведения (пересмотра, уточнения) инвентаризации устанавливаются соответствующими государственными и отраслевыми НД и могут корректироваться природоохранными органами.

5.15.8 Энергопредприятия должны контролировать и учитывать количества выбросов и сбросов загрязняющих веществ в атмосферу и водоемы, объемы забираемых и сбрасываемых в водоемы вод, объемы образования и размещения отходов, а также интенсивность других вредных факторов.

Кроме того, на АЭС являются подконтрольными тепловые и радиационные загрязнения окружающей среды.

5.15.9 Для контроля за выбросами и сбросами загрязняющих веществ в окружающую среду, объемами воды, забираемой и сбрасываемой в водоемы, каждый энергообъект должен оснащаться непрерывно действующими автоматическими приборами, а при их отсутствии или невозможности применения по техническим или экономическим причинам должны использоваться расчетные методы и прямые периодические измерения, выполняемые лицензированными организациями по графикам и методикам, согласованным в установленном порядке.

На АЭС должна предусматриваться система автоматизированного контроля параметров, характеризующих радиационное состояние на промплощадке и прилегающих территориях при всех режимах работы, включая запроектные аварии, а также в случае прекращения эксплуатации.

Для контроля – учета объемов образования и размещения отходов необходимо использовать в основном расчетные методы, а в отдельных случаях (для твердых бытовых, отдельных видов твердых промышленных отходов и т.п.) могут применяться методы прямого взвешивания или измерения при отгрузке.

Расчетные методы контроля – учета вредных выбросов и сбросов, образования и размещения отходов базируются на основе фактических материально-сырьевых балансов производства.

Сокращение номенклатуры и объемов материально-технического потребления и списания не допускается.

Контроль уровней напряженности электрических и магнитных полей, вибраций и шума осуществляется при помощи специальных СИТ.

5.15.10 С целью определения и прогнозирования своего влияния, своевременного выявления отрицательных последствий, их предотвращения и преодоления, энергопредприятия обязаны организовывать мониторинг окружающей среды, в частности атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод и почв. Объемы, места и периодичность мониторинга устанавливаются соответствующими государственными и отраслевыми НД и в каждом отдельном случае уточняются и согласовываются региональными природоохранными и санитарными органами.

5.15.11 Для выявления возможной миграции радионуклидов на территории площадки АЭС проектами должны предусматриваться наблюдательные скважины, оборудованные средствами отбора контрольных проб воды.

5.15.12 При отоплении и горячем водоснабжении промышленной зоны и коммунального хозяйства от источников тепла АЭС необходимо осуществлять контроль радиоактивности тепловых сетей и отопительных устройств в соответствии с действующими НД.

5.15.13 Все энергопредприятия должны иметь специально оборудованные места для временного хранения – накопления, а также места для долговременного размещения отходов.

АЭС, исходя из местных природных, санитарных и технико-экономических условий, должны иметь пункты хранения радиоактивных отходов.

5.15.14 В случае нарушения пределов или условий безопасности АЭС, сопровождаемых радиационными последствиями, администрация АЭС обязана поставить в известность эксплуатирующую организацию, органы государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности, а также органы местного самоуправления, находящиеся в районе 30-километровой зоны.

5.15.15 Все энергопредприятия должны иметь планы мероприятий по снижению объемов выбросов вредных веществ в атмосферу в случае возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного или природного характера, предупреждению аварийных и других залповых выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду, организации работы в сфере обращения с отходами.

5.15.16 При эксплуатации энергоустановок необходимо разрабатывать и внедрять мероприятия по непрерывному ограничению их прямого или косвенного вредного влияния на окружающую среду. В связи с этим должны разрабатываться и неуклонно выполняться текущие планы реализации эффективных мероприятий по уменьшению загрязнения воздушного и водного бассейнов, потребления свежей воды, снижения объемов образования и размещения отходов, минимизации влияния на окружающую среду мест удаления отходов, а также других объектов и вредных факторов.

5.15.17 С целью повышения эффективности текущих планов ограничения вредного воздействия на окружающую среду все энергопредприятия должны комплексно обследоваться каждые пять лет на предмет соблюдения ими природоохранного законодательства, определения технического состояния природоохранных сооружений и установок, общего состояния охраны окружающей среды, разработки оптимальных мероприятий по минимизации выбросов, сбросов, водопотребления, отходообразования и т.п. Обследования должны проводиться по типовой программе, утвержденной руководством отрасли, силами лицензированных организаций.

6 ТЕРРИТОРИЯ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

6.1 Территория

6.1.1 Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории, зданий и сооружений энергообъекта, соблюдения требований по охране окружающей среды должны быть выполнены и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и грунтовых вод со всей территории энергообъекта, от зданий и сооружений (дренажи, каптажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- глушители шума выхлопных трубопроводов, а также другие устройства и сооружения, предназначенные для локализации источников шума и снижения его уровня до нормы;
- системы очистки вентиляционных выбросов от пыли, радиоактивных газов и аэрозолей;
- сооружения для очистки загрязненных сточных вод и промливневой канализации;
- сети водопровода, канализации, дренажа, теплофикации, транспортные магистрали газообразного и жидкого топлива, гидрозолоудаления и их сооружения;
- источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны охраны источников водоснабжения;
- железнодорожные пути и переезды, автомобильные дороги, пожарные проезды, подъезды к пожарным гидрантам, водоемам и градирням, мосты, пешеходные переходы и др.;
- противооползневые, противообвальные, берегоукрепительные, противолавинные и противоселевые сооружения;
- базисные и рабочие реперы и марки;
- пьезометры и контрольные скважины для наблюдения за режимом грунтовых вод;
- системы контроля радиационной обстановки на территории АЭС, санитарно-защитной зоны и зоны наблюдения;
- комплекс инженерно-технических средств охраны (ограждения, освещение, контрольно-пропускные пункты, служебные помещения);
- системы молниезащиты и заземления.

Кроме того, должно систематически проводиться озеленение и благоустройство территории.

На ВЭС не допускается высадка деревьев на расстоянии от ВЭУ менее 20-ти кратного диаметра ротора.

6.1.2 Территория АЭС должна соответствовать требованиям ДНАОП 0.03-1.73 “Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций”, ДНАОП 0.03-1.76 “Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций” и НД по охране окружающей среды.

6.1.3 Территория энергообъекта должна охраняться в соответствии с нормативными требованиями по специальному проекту.

На территории ВЭС ограждается только территория, на которой расположены основные и вспомогательные здания и сооружения (ЦПУ, мастерские, склады, ОРУ и т.п.). ВЭУ и трансформаторные пункты не ограждаются. Территория между ними может использоваться в сельскохозяйственных целях.

6.1.4 На территории (площадке) АЭС должны быть постоянно задействованы главный вход и не менее двух запасных в местах по периметру территории, оборудованные контрольно-пропускными пунктами для дозиметрического контроля всех покидающих АЭС людей и транспортных средств, а также вывозимых (выносимых) материалов, оборудования, приборов и т.п. Транспортные средства перед выездом с территории АЭС при необходимости должны подвергаться дезактивации в специально оборудованных местах.

6.1.5 Транспортировка по территории АЭС ЯТ, радиоактивных материалов, отходов, загрязненного оборудования, приборов и прочего должна проводиться в соответствии с правилами транспортировки материалов и источников радиоактивных излучений с использованием проектных технологических схем, устройств и приспособлений.

Транспортировка отработанного топлива, жидких и твердых радиоактивных отходов на территории АЭС по трассам, не предусмотренным проектом, может быть выполнена только по разрешению технического руководителя АЭС с соблюдением установленных правил. Разрешение должно быть оформлено распорядительным документом и утверждено техническим директором АЭС.

6.1.6 Строительство зданий и сооружений под газоходами, эстакадами запрещается.

6.1.7 Скрытые под землей коммуникации водопровода, канализации, теплофикации, а также газопроводы, воздухопроводы и кабели должны быть обозначены на поверхности земли указателями.

6.1.8 Проезд транспортных средств и механизмов на территории энергообъекта должен быть обеспечен ко всем сооружениям и зданиям, а также вдоль водоподводящих и отводящих каналов, водоподпорных и ограждающих плотин и дамб, трасс подземных трубопроводов.

6.1.9 Пешеходные дорожки на территории энергообъекта должны соединять между собой все здания и обеспечивать безопасность передвижения в местах пересечения с транспортными коммуникациями.

6.1.10 При наличии на территории энергообъекта электрохимической коррозии должна быть обеспечена электрохимическая защита подземных металлических сооружений и коммуникаций от коррозии и разрушения. Электрические измерения по определению опасности коррозии, вызываемой блуждающими токами, должны проводиться со следующей периодичностью: а) в зонах действия средств электрохимической защиты один раз в год; б) в остальных случаях один раз в 3 года.

6.1.11 Все водоотводящие сети и устройства весной должны быть осмотрены и подготовлены к пропуску талых вод; места прохода кабелей, труб, вентиляционных каналов через стены зданий должны быть уплотнены, а откачивающие механизмы приведены в состояние готовности к работе. По результатам подготовки оформляется и утверждается техническим директором предприятия соответствующий акт.

6.1.12 Контроль за режимом грунтовых вод – уровнем воды в контрольных скважинах (пьезометрах) – должен проводиться: в первый год эксплуатации – не реже одного раза в месяц, в последующие годы – в зависимости от изменений уровня грунтовых вод, но не реже одного раза в квартал. Количество работающих скважин должно соответствовать проектному.

В карстовых зонах контроль за режимом грунтовых вод должен быть организован по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией.

Измерения температуры воды и отбор ее проб на химический анализ из скважин должны производиться в соответствии с местной инструкцией.

Контроль за радиоактивностью грунтовых вод на АЭС должен производиться в соответствии с указаниями отдела (службы) радиационной безопасности и требованиями санитарных органов надзора.

Результаты наблюдений должны заноситься в специальный журнал.

6.1.13 На энергообъектах должен быть налажен систематический химико-аналитический контроль за качеством подземных вод крупных накопителей отходов по скважинам наблюдательной сети с периодичностью один раз в полгода; данные анализов должны передаваться территориальному управлению экологии и природных ресурсов для получения заключения о происшедших изменениях качества воды.

6.1.14 Систематически, и особенно во время дождей, должен вестись надзор за состоянием откосов, косогоров, выемок территории энергообъекта и, при необходимости, приниматься меры к их укреплению.

6.1.15 В случае обнаружения просадочных и оползневых явлений, пучения грунтов на территории энергообъекта должны быть приняты меры к устранению причин, вызвавших нарушение нормальных грунтовых условий, и ликвидации их последствий.

6.1.16 Железнодорожные пути, мосты и сооружения на них, находящиеся в ведении энергообъекта, должны содержаться и ремонтироваться в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации железных дорог.

6.1.17 Содержание и ремонт автомобильных дорог, мостов и сооружений на них должны соответствовать требованиям действующих технических правил ремонта и содержания автомобильных дорог.

6.1.18 Контроль технического состояния мостов различных конструкций и назначений, находящихся на балансе энергопредприятий, должен предусматривать:

а) организацию осмотров в сроки и в объемах, предусмотренных проектной документацией;

б) выполнение обследования мостов с периодичностью один раз в 5 лет для деревянных и один раз в 10 лет для бетонных, каменных и металлических.

Обследования должны проводиться по программе комиссиями с участием представителей Госинспекции по эксплуатации электрических станций и сетей и проектных организаций. Результаты должны быть оформлены актом.

Цельносварные, цельноклепаные, а также усиленные сваркой стальные и сталежелезобетонные пролетные строения должны осматриваться в зимний период не реже одного раза в месяц, а при температуре ниже минус 20 °С – ежедневно.

6.1.19 В период низких температур проезжая часть, а также пешеходные дорожки и подходы к мостам должны очищаться от снега и льда.

6.2 Производственные здания, сооружения и санитарно-технические устройства

6.2.1 Производственные здания и сооружения энергообъекта должны содержаться в исправном состоянии, обеспечивающем длительное надежное использование их по назначению, соблюдение требований санитарно-технических норм и безопасности труда персонала.

Эксплуатация производственных зданий и сооружений должна соответствовать требованиям “Положения о безопасной и надежной эксплуатации производственных зданий и сооружений”, зарегистрированного в Министерстве юстиции Украины 6 июня 1998 г. №424-2864.

6.2.2 Здания АЭС, в которых размещается оборудование с радиоактивным теплоносителем, хранилища радиоактивных отходов, а также другие здания или отдельные помещения, в которых производят работы с радиоактивными веществами, материалами и приборами, включая и ремонт радиоактивного оборудования, должны быть спроектированы и эксплуатироваться в соответствии с ДНАОП 0.03-1.73 и ДНАОП 0.03-1.76.

6.2.3 На энергообъектах должно быть организовано систематическое наблюдение за зданиями и сооружениями в процессе их эксплуатации в объеме и с периодичностью, определяемыми “Правилами обследований, оценки технического состояния и паспортизации производственных зданий и сооружений”, зарегистрированными в Министерстве юстиции Украины 6 июня 1998 г. №423/2863.

Строительные конструкции основных производственных зданий и сооружений по перечню, утвержденному руководителем энергообъекта, согласованному с Генпроектировщиком, один раз в 5 лет должны подвергаться техническому освидетельствованию специализированной организацией, имеющей государственную лицензию на проведение такого рода работ.

Внеочередные обследования производятся в связи с чрезвычайными ситуациями (ураганные ветры, большие ливни или снегопады, пожары, землетрясения и т.п.) или авариями, которые привели к изменению технического состояния объекта.

6.2.4 При весеннем техническом осмотре должны быть уточнены объемы работ по ремонту зданий, сооружений и санитарно-технических систем, предусматриваемому на летний период, и выявлены объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года.

При осеннем техническом осмотре должна быть проверена подготовка зданий и сооружений к зиме.

6.2.5 На энергообъектах должны быть организованы наблюдения за осадками фундаментов зданий, сооружений и оборудования: в первый год эксплуатации – три раза, во второй – два раза, в дальнейшем до стабилизации осадок фундаментов – один раз в год, после стабилизации осадок (1 мм в год и менее) – не реже одного раза в 5 лет.

6.2.6 Наблюдения за осадками фундаментов, деформациями строительных конструкций, обследования зданий и сооружений, возведенных на подработанных подземными горными выработками территориях, грунтах, подверженных динамическому уплотнению от действующего оборудования при постоянной вибрации, просадочных грунтах, в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше должны производиться по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией, но не реже одного раза в 3 года.

6.2.7 Вентиляционные трубы АЭС и дымовые трубы электростанций, газоходы и башни градирен подвергаются наружному осмотру один раз в год (весной). Внутреннее обследование дымовых труб должно производиться через 5 лет после их ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже одного раза в 15 лет. Внутреннее обследование труб с кирпичной и монолитной футеровкой может быть заменено тепловизионным обследованием с частотой не реже одного раза в 5 лет.

6.2.8 При наблюдениях за зданиями, сооружениями и фундаментами оборудования должно контролироваться состояние подвижных опор, температурных швов, сварных, клепаных и болтовых соединений металлоконструкций, стыков и закладных деталей сборных железобетонных конструкций, арматуры и бетона железобетонных конструкций (при появлении коррозии или деформации), подкрановых конструкций и участков, подверженных динамическим и термическим нагрузкам и воздействиям.

Оценка состояния металлических и железобетонных опор ВЛ должна осуществляться в соответствии с требованиями, изложенными в ГКД 34.20.571.

Оценка состояния металлических и железобетонных порталов ОРУ должна осуществляться в соответствии с требованиями, изложенными в ГКД 34.20.572.

6.2.9 В помещениях водоподготовительных установок должны контролироваться и поддерживаться в исправном состоянии дренажные каналы, лотки, приямки, стенки солевых ячеек и ячеек мокрого хранения коагулянта, полы в помещениях мерников кислоты и щелочи.

6.2.10 При обнаружении в строительных конструкциях трещин, изломов и других внешних признаков повреждений за этими конструкциями должно быть установлено наблюдение с использованием маяков и инструментальными измерениями. Сведения об обнаруженных дефектах должны заноситься в журнал технического состояния зданий и сооружений с установлением сроков устранения выявленных дефектов.

6.2.11 Не допускается пробивка отверстий, устройство проемов в несущих и ограждающих конструкциях, установка, подвеска и крепление к строительным конструкциям технологического оборудования, транспортных средств, трубопроводов и других устройств, вырезка связей каркаса без согласования с проектной организацией и лицом, ответственным за эксплуатацию здания (сооружения), а также хранение резервного оборудования и других изделий и материалов в не предусмотренных проектом местах.

Дополнительные нагрузки, устройство проемов, отверстий могут быть допущены только после поверочного расчета строительных конструкций и, если окажется необходимым, их усиления.

Для каждого участка перекрытий на основе проектных данных должны быть определены предельные нагрузки и указаны в табличках, устанавливаемых на видных местах.

При изменении (снижении) несущей способности перекрытий в процессе эксплуатации допустимые нагрузки должны корректироваться с учетом технического состояния, выявленного обследованием и поверочными расчетами.

6.2.12 Кровли зданий и сооружений весной и осенью должны очищаться от мусора, золы, отложений и строительных материалов, система сброса ливневых вод должна очищаться, ее работоспособность должна проверяться.

6.2.13 Металлические конструкции зданий и сооружений должны быть защищены от коррозии; должен быть установлен контроль за эффективностью антикоррозийной защиты.

6.2.14 Окраска помещений и оборудования энергообъектов должна удовлетворять требованиям промышленной эстетики и санитарии, инструкции по отличительной окраске трубопроводов, а также правил и норм в атомной энергетике.

Все отступления от проектных решений фасадов зданий, интерьеров основных помещений должны согласовываться с проектной организацией.

6.2.15 Строительные конструкции, фундаменты зданий, сооружений и оборудования должны быть защищены от попадания минеральных масел, кислот, щелочей, пара и воды.

6.2.16 Системы отопления, вентиляционные и аэрационные установки должны быть работоспособными и обеспечивать нормируемые параметры воздушной среды, надежность работы энергетического оборудования и долговечность ограждающих конструкций. Эксплуатация систем должна осуществляться в соответствии с местными инструкциями.

6.2.17 Гидроуборка тракта топливоподачи при температурах в помещениях ниже 5 °С, а также при нарушенной герметической заделке облицовки и швов внутренних поверхностей помещений запрещается. Режим гидроуборки и график ее проведения должен быть установлен в местной инструкции.

6.2.18 Площадки, конструкции и транспортные переходы зданий, сооружений должны постоянно содержаться в исправном состоянии и чистоте. В помещениях и на оборудовании не должно допускаться скопление пыли.

6.2.19 Требования к организации и порядку проведения расследования причин аварий зданий, сооружений, их частей и конструктивных элементов, происшедших в процессе строительства, технического перевооружения, реконструкции, эксплуатации или консервации должны соответствовать ДБН В.1.2-1-95.

6.2.20 Территория ПС должна быть оборудована охранной сигнализацией.

6.2.21 На каждом энергообъекте должен быть составлен перечень определяющий закрепление оборудования, зданий, сооружений помещений и эстакад за подразделениями, в котором определяются границы зоны обслуживания и ответственности за исправное состояние между подразделениями энергообъекта.

6.2.22 Здания, сооружения, относящиеся к зоне строгого режима должны быть разделены на три категории обслуживания: необслуживаемые, полуслуживаемые, обслуживаемые. В проектах АЭС должно быть четко определено, к какой категории помещений зоны строгого режима относится конкретное помещение.

6.2.23 При нормальной эксплуатации АЭС и в случае аварии должна быть обеспечена герметичность необслуживаемых помещений. Герметичность помещений и работоспособность сигнализации об открытии герметичных дверей должны периодически проверяться. При работе энергоблока двери необслуживаемых помещений должны быть заблокированы для исключения случайных заходов персонала.

6.2.24 Поверхности помещений зоны строгого режима должны быть защищены влагостойкими и легко дезактивируемыми материалами.

7 ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ, ВОДНОЕ ХОЗЯЙСТВО И ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ГИДРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ

7.1 Гидротехнические сооружения и их механическое оборудование

7.1.1 Гидротехнические сооружения

7.1.1.1 При эксплуатации гидротехнических сооружений должны быть обеспечены их безопасное состояние и надежная работа, а также бесперебойная и экономичная работа технологического оборудования при соблюдении требований охраны окружающей среды. Особое внимание должно быть уделено обеспечению надежности работы противофильтрационных и дренажных устройств.

Гидротехнические сооружения (водоподпорные плотины и дамбы, каналы, туннели, трубопроводы, водозаборы и водосбросы, дамбы золошлакоотвалов и др.) должны удовлетворять нормативным (проектным) требованиям по устойчивости, прочности, долговечности, экологии.

Сооружения и конструкции, находящиеся под напором воды, а также их основания и примыкания должны удовлетворять нормативным (проектным) показателям водонепроницаемости и морозостойкости.

Гидротехнические сооружения должны предохраняться от повреждений, вызываемых неблагоприятными физическими, химическими и биологическими процессами, воздействием нагрузок и воды. Повреждения должны быть своевременно устранены.

Все напорные гидротехнические сооружения, находящиеся в эксплуатации более 25 лет, независимо от их состояния, должны периодически подвергаться многофакторному исследованию с учетом процессов “старения” и оценкой их прочности, устойчивости и эксплуатационной надежности с привлечением специализированных организаций. По результатам исследований должны быть приняты меры, обеспечивающие работоспособность сооружений.

7.1.1.2 В бетонных гидротехнических сооружениях в соответствии с графиком и объемом утвержденным техническим руководителем энергопредприятия должна проводиться проверка прочности бетона на участках, подверженных воздействию динамических нагрузок, фильтрующейся воды, минеральных масел, регулярного промораживания и расположенных в зонах переменного уровня. Выявленные повреждения, связанные с воздействием воды и нагрузок, должны своевременно устраняться.

При снижении прочности конструкций сооружений по сравнению с установленной проектом они должны быть усилены.

7.1.1.3 Грунтовые плотины и дамбы должны быть предохранены от размывов и переливов воды через гребень. Крепления откосов, дренажная и ливнеотводящая сети должны поддерживаться в исправном состоянии. Грунтовые сооружения, особенно каналы в насыпях и водопроницаемых грунтах, плотины и дамбы, должны предохраняться от повреждений животными.

Бермы и кюветы каналов должны регулярно очищаться от грунта осыпей и выносов, не должно допускаться зарастание откосов и гребня земляных сооружений деревьями и кустарниками, если оно не предусмотрено проектом. На подводящих и отводящих каналах в необходимых местах должны быть установлены лестницы, мостики и ограждения.

7.1.1.4 Должна быть обеспечена надежная работа уплотнений деформационных швов.

7.1.1.5 Размещение грузов и устройство каких-либо сооружений, в том числе причалов, автомобильных и железных дорог, на бермах и откосах каналов, плотин, дамб и у подпорных стенок в пределах расчетной призмы обрушения запрещается. Опасная зона обрушения должна быть отмечена на местности отличительными знаками.

7.1.1.6 На участках откосов грунтовых плотин и дамб при высоком уровне фильтрационных вод в низовом клине во избежание промерзания и разрушения должен быть устроен дренаж или утепление.

7.1.1.7 Дренажные системы для отвода профильтровавшейся воды должны быть оборудованы водомерными устройствами и содержаться в исправном состоянии.

Вода из дренажных систем сооружений должна отводиться непрерывно. При обнаружении выноса грунта фильтрующейся водой должны быть приняты меры к его прекращению

7.1.1.8 Суглинистые ядра и экраны грунтовых плотин должны предохраняться от морозного пучения и промерзания, а дренажные устройства и переходные фильтры – от промерзания. Крупнообломочный материал упорных призм, подвергающийся сезонному замораживанию и оттаиванию, должен отвечать нормативным (проектным) требованиям по морозостойкости и через каждые 10-15 лет эксплуатации должен испытываться на механическую и сдвиговую прочность.

7.1.1.9 При эксплуатации подземных зданий ГЭС необходимо обеспечивать: постоянную рабочую готовность насосов откачки воды, поступающей в результате фильтрации или из-за непредвиденных прорывов из водопроводящих трактов; исправность вентиляционных установок, аварийного освещения, запасных выходов.

7.1.1.10 Скорость воды в каналах должна поддерживаться в пределах, не допускающих размыва откосов и дна канала, а также отложения наносов; при наличии ледовых образований должна быть обеспечена бесперебойная подача воды. Максимальные и минимальные скорости воды должны быть установлены с учетом местных условий и указаны в местной инструкции.

7.1.1.11 Наполнение и опорожнение водохранилищ, бассейнов, каналов и напорных водоводов, а также изменение уровней воды должны производиться постепенно, со скоростями, исключающими появление недопустимо больших давлений за облицовкой сооружения, оползание откосов, возникновение разрежения и ударных явлений в водоводах. Допустимые скорости опорожнения и наполнения должны определяться в соответствии с рекомендациями РД 34.22.502 “Правила эксплуатации заиляемых водохранилищ малой и средней емкости” в зависимости от характера крепления откосов плотин, дамб и каналов. Обычно скорость опорожнения и наполнения водохранилищ и каналов не должна превышать 0,25 м/ч, но не более 0,5 м/сутки; допустимые скорости опорожнения и наполнения должны быть указаны в местной инструкции.

При пропуске высоких половодий (паводков) превышение нормального подпорного уровня верхних бьефов гидроузлов допускается только при полностью открытых затворах всех водосбросных и водопропускных отверстий и при обязательном использовании всех гидротурбин. При уменьшении притока воды отметка уровня водохранилища должна снижаться до нормального подпорного уровня в кратчайшие технически возможные сроки в соответствии с режимами работы водохранилища.

7.1.1.12 При эксплуатации напорных водоводов должна быть:

- обеспечена нормальная работа уплотнений деформационных швов и компенсационных устройств;
- устранена повышенная вибрация оболочки, обеспечена нормальная работа всех опор;
- обеспечена защита от коррозии и абразивного износа;
- исключено раскрытие поверхностных трещин в бетоне железобетонных водоводов более 0,3 мм, длительное нахождение в опорожненном состоянии деревянных водоводов;
- обеспечена защита здания ГЭС от затопления в случае повреждения (разрыва) водовода.

Автоматические действующие защитные устройства, предусмотренные на случай разрыва трубопроводов, должны постоянно находиться в состоянии готовности к действию.

Вибрация оболочки напорных трубопроводов должна контролироваться в соответствии с РД 53-34.020.340 “Методические указания по контролю за состоянием металлических напорных трубопроводов гидроэлектростанций”.

7.1.1.13 При останове гидроагрегатов в морозный период должны быть приняты меры к предотвращению опасного для эксплуатации образования льда на внутренних стенках водоводов.

7.1.1.14 Аэрационные устройства напорных водоводов должны быть надежно утеплены и при необходимости оборудованы системой обогрева. Систематически в сроки, указанные в местной инструкции, должна проводиться проверка состояния аэрационных устройств.

7.1.1.15 Производство взрывных работ (подрыв заторов льда и др.) в районе сооружений энергообъектов допускается при условии обеспечения безопасности сооружений и оборудования.

Производство взрывных работ вблизи гидротехнических сооружений сторонними организациями допускается только после обоснования генеральной проектной организацией величин безопасного сейсмического воздействия на гидротехнические сооружения и по согласованию с техническим руководителем энергообъекта.

7.1.1.16 Энергообъекты должны письменно ставить в известность соответствующие органы власти о недопустимости застройки зоны, затопливаемой при пропуске через сооружения гидроузлов расчетных расходов воды, а также зон затопления водохранилищ многолетнего регулирования.

7.1.1.17 На каждом энергообъекте в местной инструкции должны иметься указания и план мероприятий на случай возникновения на гидротехнических сооружениях аварийных ситуаций, где должны быть определены: обязанности персонала, способы устранения аварийных ситуаций, запасы материалов, средства связи и оповещения, транспортные средства, пути передвижения и т.п.

На случаи отказов или аварий гидротехнических сооружений должны быть заранее разработаны: необходимая проектная документация по их раннему предотвращению (с учетом расчетных материалов по воздействию волн прорыва из водохранилища) и соответствующие инструкции по их ликвидации.

7.1.1.18 На каждом энергообъекте должны иметься расчетные материалы по воздействию волн прорыва из водохранилищ (золошлакоотвала) через напорные гидротехнические сооружения и план мероприятий по ликвидации возможных аварий и их последствий, согласованный с местными органами власти.

7.1.1.19 Повреждения гидротехнических сооружений, создающие опасность для людей, оборудования и других сооружений должны устраняться немедленно.

7.1.1.20 Противоаварийные устройства, водоотливные и водо-спасательные средства должны быть исправными и постоянно находиться в состоянии готовности к действию.

7.1.1.21 Нарращивание дамб золошлакоотвалов в процессе их эксплуатации должно выполняться в строгом соответствии с проектом и сопровождаться натурными наблюдениями по СИТ, установленным согласно проекту золошлакоотвала.

Подъем уровня в секциях золошлакоотвала допускается после завершения строительных работ и установки СИТ в полном объеме. Любые отклонения от проекта должны согласовываться с проектной организацией.

7.1.1.22 На золошлакоотвалах с неизменным расположением отстойных прудов верховые откосы ограждающих дамб в зоне воздействия пруда должны быть защищены от волнобоя.

7.1.1.23 После возведения до проектных отметок, первичные дамбы золошлакоотвалов и каждый ярус дамб наращивания должны быть пронивелированы по всему периметру гребня.

На основании данных технической нивелировки должен быть построен профиль гребня дамб с интервалом 100 м между пикетами. На профиле обязательно должны быть указаны участки гребня дамб, находящиеся ниже линий проектных отметок.

7.1.1.24 Запрещается эксплуатация золошлакоотвалов, на которых откосы ограждающих дамб имеют меньшее заложение, чем проектное.

7.1.1.25 Гребни ограждающих дамб золошлакоотвалов (ширина гребня и покрытие гребня) должны быть пригодными для проезда по ним техники, используемой при эксплуатации и ремонтах сооружения.

7.1.1.26 При возведении дамб наращивания из золошлакового материала на золошлакоотвалах должны выполняться мероприятия по пылеподавлению. Наращивание дамб при минусовых температурах воздуха запрещается.

7.1.1.27 Уровень заполнения золошлакоотвалов должен быть ниже гребня ограждающей дамбы как минимум на 0,5 м.

7.1.1.28 Капитальный ремонт гидротехнических сооружений должен проводиться в зависимости от их состояния, без создания, по возможности, помех в работе энергообъекта.

7.1.2 Контроль за состоянием гидротехнических сооружений

7.1.2.1 Систематический контроль за гидротехническими сооружениями является основным средством для оценки состояния и условий их работы.

7.1.2.2 Для контроля, осмотра и ремонта гидротехнических сооружений должны быть предусмотрены проходы и проезды вдоль каналов, плотин и дамб, трасс подземных водоводов большого сечения.

7.1.2.3 Надзор за безопасностью гидротехнических сооружений должен осуществляться в соответствии с ГКД 34.03.101 “Безопасность гидротехнических сооружений электростанций Украины. Положение об отраслевой системе надзора”.

Ответственность за организацию надзора за гидротехническими сооружениями, за своевременное выявление аварийных ситуаций, разработку и выполнение мероприятий по их устранению несут: в период строительства до приемки в эксплуатацию полностью законченного гидроузла – строительная организация (генеральный подрядчик), в период эксплуатации – собственник гидроузла (эксплуатирующее предприятие).

7.1.2.4 При сдаче гидротехнических сооружений в эксплуатацию собственнику (Заказчику) должны быть переданы:

- средства измерительной техники и все данные наблюдений по ним за гидротехническими сооружениями в строительный период – строительной организацией;
- данные анализа результатов натуральных наблюдений, инструкции по организации наблюдений, методы обработки и анализа натуральных данных с указанием предельно допустимых по условиям устойчивости и прочности сооружений показаний СИТ – проектной организацией.

7.1.2.5 Объем наблюдений и состав СИТ, устанавливаемых на гидротехнических сооружениях, должны определяться проектом и зависят от класса капитальности сооружения; на сооружениях третьего и четвертого класса капитальности, как правило, достаточен визуальный контроль и СИТ может не устанавливаться.

В период эксплуатации состав СИТ и объем наблюдений могут быть изменены по решению собственника гидроузла в зависимости от состояния гидросооружений и изменения технических требований к контролю (например, изменения класса капитальности, уточнения сейсмичности и т.п.).

Эти изменения должны согласовываться с проектными или специализированными организациями.

На энергообъекте должны быть ведомость и схема размещения всех СИТ с указанием даты установки каждого прибора и начальных отсчетов. Состояние СИТ должно проверяться в сроки, указанные в местной инструкции.

Для повышения оперативности и достоверности контроля ответственные напорные гидротехнические сооружения следует оснащать АСДК.

Для таких сооружений проекты оснащения СИТ должны быть разработаны с учетом их использования в АСДК с привлечением специализированных организаций.

7.1.2.6 В сроки, установленные местной инструкцией, и в предусмотренном ею объеме, на всех гидротехнических сооружениях должны вестись наблюдения за:

- осадками и смещениями сооружений и их оснований;
- деформациями сооружений и облицовок, трещинами в них, состоянием деформационных и строительных швов, креплений откосов грунтовых плотин, дамб, каналов и выемок, состоянием водоводов;
- режимом уровней бьефов гидроузла, фильтрационным режимом в основании и теле грунтовых, бетонных сооружений и береговых примыканий, работой дренажных и противофильтрационных устройств, режимом грунтовых вод в зоне сооружений;
- воздействием потока на сооружение, в частности, за размывом водобоя и рисбермы, дна и берегов; истиранием и коррозией облицовок, просадками, оползневыми явлениями, заилением и зарастанием каналов и бассейнов; переработкой берегов водоемов;
- воздействием льда на сооружения и их обледенением.

При необходимости должны быть организованы наблюдения за вибрацией сооружений, сейсмическими нагрузками на них, прочностью и водонепроницаемостью бетона, напряженным состоянием и температурным режимом конструкций, коррозией металла и бетона, состоянием сварных швов металлоконструкций, выделением газа на отдельных участках гидротехнических сооружений и др. При существенных изменениях условий эксплуатации гидротехнических сооружений должны проводиться дополнительные наблюдения по специальным программам.

В местных инструкциях для каждого напорного гидротехнического сооружения должны быть указаны предельно допустимые показатели его состояния, с которыми должны сравниваться результаты наблюдений по СИТ.

Первоначальные (проектные) предельно допустимые показатели безопасного состояния гидротехнических сооружений должны систематически уточняться по мере накопления данных натурных наблюдений.

7.1.2.7 На бетонных гидротехнических сооружениях первого класса капитальности в зависимости от их конструкции и условий эксплуатации следует проводить специальные натурные наблюдения за:

- напряженным и термонапряженным состоянием плотины и её основания;
- разуплотнением скального основания в зоне контакта с подошвой плотины;
- напряжениями в арматуре бетона;
- изменением состояния плотины при сейсмических и других динамических воздействиях.

7.1.2.8 При эксплуатации подземных зданий ГЭС должен проводиться контроль за:

- напряженным состоянием анкерного и сводового креплений вмещающего массива;
- деформациями смещения стен и свода камеры;
- фильтрационным и температурным режимами массива;
- протечками воды в помещения.

7.1.2.9 На гидротехнических сооружениях первого класса, расположенных в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше, и на сооружениях второго класса – в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше, должны проводиться следующие виды специальных наблюдений и испытаний:

- инженерно-сейсмометрические наблюдения за работой сооружений и береговых примыканий (сейсмометрический мониторинг);

- инженерно-сейсмологические наблюдения в зоне ложа водохранилища вблизи створа сооружений и на прилегающих территориях (сейсмологический мониторинг).

7.1.2.10 Сооружения, расположенные в сейсмоопасных районах, должны подвергаться тестовым испытаниям по определению их динамических характеристик (динамическое тестирование) с составлением динамических паспортов при сдаче в эксплуатацию, а затем через каждые 5 лет.

7.1.2.11 Для проведения инженерно-сейсмометрических наблюдений гидротехнические сооружения должны быть оборудованы автоматизированными приборами и комплексами, позволяющими регистрировать кинематические характеристики в ряде точек сооружений и береговых примыканий во время землетрясений при сильных движениях земной поверхности, а также оперативно обрабатывать полученную информацию.

7.1.2.12 Для проведения инженерно-сейсмологических наблюдений вблизи гидротехнических сооружений и на берегах водохранилищ по проекту, разработанному специализированной организацией, должны быть размещены автономные сейсмические станции. Комплексы инженерно-сейсмометрических и инженерно-сейсмологических наблюдений каждого объекта должны быть связаны с единой службой сейсмологических наблюдений.

7.1.2.13 После каждого сейсмического толчка должны оперативно регистрироваться показания всех видов СИТ, установленных в сооружении, с осмотром сооружения и анализом его прочности и устойчивости.

7.1.2.14 На головном и станционном узлах гидротехнических сооружений должны быть установлены базисные и рабочие реперы. Оси основных гидротехнических сооружений должны быть надежно обозначены на местности знаками с надписями и связаны с базисными реперами. Анкерные опоры напорных трубопроводов должны иметь марки, определяющие положение опор в плане и по высоте.

Водоподпорные и ограждающие плотины и дамбы, каналы, туннели, дамбы золошлакоотвалов должны иметь знаки, отмечающие поикетно длину сооружения, начало, конец и радиусы закруглений, а также места расположения скрытых под землей или водой устройств.

7.1.2.15 Средства измерительной техники должны быть защищены от повреждений. Пьезометры и контрольные скважины должны быть защищены от засорения и промерзаний и иметь четкую маркировку. Откачка воды из пьезометров без достаточного обоснования запрещается. Отметки верха пьезометров периодически, но не реже одного раза в год, должны проверяться нивелировкой.

7.1.2.16 Пульты или места измерений по СИТ должны быть оборудованы с учетом требований охраны труда, иметь свободные проходы и проезды, освещение, телефонную внутреннюю связь (при необходимости).

7.1.2.17 Ежегодно, до наступления весеннего половодья, а в отдельных случаях также и летне-осеннего паводка на энергообъектах должны назначаться паводковые комиссии. Комиссия должна произвести осмотр и проверку подготовки к половодью (паводку) всех гидротехнических сооружений, их механического оборудования, подъемных устройств, руководить пропуском половодья (паводка) и после его прохождения снова осмотреть сооружения.

7.1.2.18 Осмотр подводных частей сооружений и туннелей должен производиться впервые после 2 лет эксплуатации, затем через 5 лет.

Осмотр пазов затворов должен производиться не реже чем через 2 года. Участки бетонного крепления в зонах сборного течения и водоворотов должны осматриваться водолазами с периодичностью не реже 1 раза в 2 года.

7.1.2.19 На энергообъектах должны вестись паспорта технического состояния зданий и сооружений.

7.1.2.20 Один раз в 5 лет должно проводиться обследование технического состояния гидротехнических сооружений специализированной комиссией в составе: Генпроектировщика; государственной инспекции по вопросам эксплуатации электростанций и сетей; ведущей организации, которая осуществляет координацию работ отраслевой системы надзора за безопасностью гидротехнических сооружений энергообъектов и собственника, эксплуатирующего гидротехнические сооружения.

Председателем комиссии назначается технический руководитель энергокомпании, заместителем – технический руководитель энергообъекта.

График обследования гидротехнических сооружений энергообъектов, а также проекты приказов о сроках обследования и состав комиссий ежегодно готовит ведущая организация, осуществляющая координацию работ отраслевой системы надзора за безопасностью гидротехнических сооружений энергообъектов, а утверждает их по ТЭС и ГЭС, ГАЭС Государственный департамент электроэнергетики Украины, по АЭС – НАЭК “Энергоатом”.

7.1.3 Механическое оборудование гидротехнических сооружений

7.1.3.1 Механическое оборудование гидротехнических сооружений (затворы и защитные ограждения с их механизмами), средства его дистанционного или автоматического управления и сигнализации, а также подъемные и транспортные устройства общего назначения должны быть в исправности и находиться в состоянии готовности к работе. Непосредственно перед весенним половодьем должна быть обеспечена возможность маневрирования затворами водосбросных сооружений, используемыми при пропуске половодья, путем освобождения их от наледей и ледяного припая.

7.1.3.2 Механическое оборудование гидротехнических сооружений должно периодически осматриваться и проверяться в соответствии с утвержденным графиком. Затворы водосливной плотины находящиеся в водопропускных отверстиях, должны осматриваться с выемкой из пазов не реже одного раза в 2 года.

Общие осмотры следует проводить два раза в год: весной и осенью. Окраска деревянных и металлических конструкций затворов и решеток должна производиться по мере необходимости, но не реже одного раза в 3-4 года, замена резинового уплотнения затворов – один раз в 4-5 лет, а при необходимости и чаще. Эксплуатацию механического оборудования следует вести в соответствии с РД 34.21.501 “Типовая инструкция по эксплуатации механического оборудования гидротехнических сооружений”.

7.1.3.3 Основные затворы должны быть оборудованы указателями высоты открытия. Индивидуальные подъемные механизмы и закладные части затворов должны иметь привязку к базисным реперам.

7.1.3.4 При маневрировании затворами их движение должно происходить беспрепятственно, без рывков и вибрации, при правильном положении ходовых и отсутствии деформации опорных частей.

Должны быть обеспечены водонепроницаемость затворов, правильная посадка их на порог и плотное прилегание к опорному контуру. Затворы не должны иметь перекосов и недопустимых деформаций при работе под напором.

Длительное нахождение затворов в положениях, при которых появляется повышенная вибрация затворов или конструкций гидротехнических сооружений, запрещается.

7.1.3.5 Полное закрытие затворов, установленных на напорных водоводах, может проводиться лишь при исправном состоянии аэрационных устройств.

7.1.3.6 В необходимых случаях должны быть обеспечены утепление или обогрев пазов, опорных устройств и пролетных строений затворов, сороудерживающих решеток, предназначенных для работы в зимних условиях. При резком понижении температуры воздуха должны быть приняты меры по защите затворов от статического давления льда

путем поддержания перед ними полыньи (воздухообдув, прорубка прорези с последующим утеплением и др.)

Затворы подверженные коррозии подлежат контролю несущей способности путем измерения прогиба периодичностью 1 раз в 3 года.

7.1.3.7 Сороудерживающие конструкции (решетки, сетки, запани) должны регулярно очищаться от сора.

Для каждого энергообъекта должны быть установлены предельные по условиям прочности и экономичности значения перепада уровней на сороудерживающих решетках.

7.1.3.8 Механическое оборудование и металлические части гидротехнических сооружений должны быть защищены от коррозии и обрастания моллюсками (дрейссены, мидий).

7.2 Водное хозяйство электростанций, гидрологическое и метеорологическое обеспечение

7.2.1 Управление водным режимом

7.2.1.1 При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено наиболее полное использование водных ресурсов и установленной мощности гидроагрегатов при оптимальном для энергосистемы участии ГЭС в покрытии графика нагрузки.

Одновременно должны быть учтены потребности неэнергетических отраслей народного хозяйства (водного транспорта, орошения, рыбного хозяйства, водоснабжения) и условия охраны природы.

Для энергообъектов, имеющих водохранилища регулирующие сток воды, должны быть составлены, согласованы с заинтересованными организациями и утверждены в установленном порядке основные правила использования водных ресурсов водохранилища и правила эксплуатации водохранилища.

7.2.1.2 Для ГЭС с водохранилищем комплексного использования должен быть составлен годовой водохозяйственный план, устанавливающий ежемесячные объемы использования воды различными водопользователями. Водохозяйственный план должен уточняться на каждый квартал и месяц с учетом прогноза стока воды региональными службами Госкомгидромета.

При наличии нескольких ГЭС (каскада) регулирование стока должно проводиться так, чтобы получить максимальный суммарный энергетический эффект с учетом удовлетворения потребностей других водопользователей.

7.2.1.3 Режим сработки водохранилища перед половодьем и его последующего наполнения должен обеспечивать:

- наполнение водохранилища в период половодья до нормального подпорного уровня; отклонение от этого правила допустимо только в случае особых требований водохозяйственного комплекса и для водохранилищ многолетнего регулирования;

- благоприятные условия для сброса через сооружения избытка воды, пропуска наносов, а также льда, если это предусмотрено проектом;

- необходимые согласованные условия для нормального судоходства, рыбного хозяйства, орошения и водоснабжения;

- наибольший энергетический эффект в энергосистеме при соблюдении ограничений, согласованных с неэнергетическими водопользователями;

- регулирование сбросных расходов с учетом требований безопасности и надежности работы гидротехнических сооружений и борьбы с наводнениями.

Взаимно согласованные требования неэнергетических водопользователей, ограничивающие режимы сработки и наполнения водохранилища, должны быть включены в правила эксплуатации водохранилища.

7.2.1.4 Ограничение уровней воды у плотины ГЭС ежемесячно устанавливает Межведомственная комиссия при Госводхозе Украины. Для водохранилищ суточного регулирования должны быть разработаны режимы суточного срабатывания и колебания уровня воды в верхних бьефах.

7.2.1.5 При сдаче энергообъекта в эксплуатацию проектной организацией должны быть переданы собственнику (Заказчику): согласованные с заинтересованными организациями основные правила использования водных ресурсов водохранилища и правила эксплуатации водохранилища; гидравлические характеристики каждого из водопропускных (водосбросных) сооружений.

По мере накопления эксплуатационных данных эти правила и характеристики должны уточняться и дополняться.

7.2.1.6 Пропуск воды через водосбросные сооружения должен осуществляться в соответствии с местной инструкцией и не должен приводить к повреждению сооружений, а также к размыву дна за ними, который мог бы повлиять на устойчивость сооружений.

7.2.1.7 Изменение расхода воды через водосбросные сооружения должно производиться постепенно во избежание образования в бьефах больших волн. Скорость изменения расхода воды должна определяться исходя из местных условий с учетом требований безопасности населения и хозяйства в нижнем бьефе гидроузла. О намечаемых резких изменениях расхода воды должны быть заранее предупреждены местные органы Госкомгидромета Украины и местные органы исполнительной власти.

Скорость изменения расхода воды через гидротурбины, как правило, не регламентируется и предупреждения об изменении расхода не дается, если иное не предусмотрено условиями эксплуатации ГЭС.

7.2.1.8 На ГЭС, где для пропуска расчетных максимальных расходов воды проектом предусмотрено использование водопропускного сооружения, принадлежащего другому ведомству (например, судоходного шлюза), должна быть составлена согласованная с этим ведомством инструкция, определяющая условия и порядок включения в работу этого сооружения.

7.2.2 Эксплуатация гидротехнических сооружений в морозный период

7.2.2.1 До наступления минусовой температуры наружного воздуха и появления льда должны быть проверены и отремонтированы шугосбросы и шугоотстойники, очищены от сора и топляков водоприемные устройства и водоподводящие каналы, решетки и пазы затворов, а также подготовлены к работе устройства для обогрева решеток и пазов затворов, проверены шугосигнализаторы и микротермометры.

7.2.2.2 Вдоль сооружений, не рассчитанных на давление сплошного ледяного поля, должна устраиваться полынья, поддерживаемая в свободном от льда состоянии в течение зимы, или применены другие надежные способы для уменьшения нагрузки от льда.

7.2.2.3 Для борьбы с шугой в подпорных бьефах и водохранилищах на реках с устойчивым ледяным покровом должны проводиться мероприятия, способствующие быстрому образованию льда: поддержание постоянного уровня воды на возможно более высоких отметках и постоянного забора воды при возможно меньшем расходе через гидроагрегаты и насосы. В случае необходимости допускается полный останов ГЭС.

7.2.2.4 На реках, где не образуется ледяной покров, шуга должна пропускаться через турбины ГЭС (за исключением ковшовых), а при невозможности этого – помимо турбин через шугосбросы, с минимальной затратой воды. Порядок сброса шуги должен быть определен местной инструкцией. При больших водохранилищах шуга должна накапливаться в верхнем бьефе.

7.2.2.5 Режим работы каналов ГЭС в период шугохода должен обеспечивать непрерывное течение воды без образования затворов, перекрывающих полностью живое сечение канала.

В зависимости от местных условий режим канала должен либо обеспечивать транзит шуги вдоль всей трассы, либо одновременно допускать её частичное аккумулятивное. Допускается накапливание шуги в отстойниках (с последующим промывом) и в бассейнах суточного регулирования.

При подготовке каналов к эксплуатации в шуготранзитном режиме должны быть удалены устройства, стесняющие течение (решетки, запаны и т.д.).

7.2.2.6 Перед ледоставом и в период ледостава должны быть организованы систематические (не реже одного раза в сутки) измерения температуры воды на участках водозаборов для обнаружения признаков ее переохлаждения. Порядок включения системы обогрева и устройств для очистки решеток от льда должен быть определен местной инструкцией.

7.2.2.7 Если принятые меры (обогрев, очистка) не предотвращают забивание решеток шугой и появление опасных перепадов напора на них, должен производиться поочередный останов турбин (или насосов) для очистки решеток. Допускается пропуск шуги через гидротурбины с частичным или полным удалением решеток при техническом обосновании в каждом случае. При этом должны быть приняты меры, обеспечивающие бесперебойную работу системы технического водоснабжения.

7.2.2.8 Пропуск льда через створ гидротехнических сооружений должен производиться при максимальном использовании ледопропускного фронта с обеспечением достаточного слоя воды над порогом ледосбросных отверстий.

В период ледохода при угрозе образования заторов льда и опасных для сооружений ударов больших ледяных масс должны быть организованы временные посты наблюдений и приняты меры к ликвидации заторов и размельчению ледяных полей путем проведения взрывных и ледокольных работ.

7.2.3 Эксплуатация водохранилищ

7.2.3.1 Для интенсивно заиляемого водохранилища, бассейна или канала должна быть составлена местная инструкция по борьбе с наносами. При необходимости к составлению инструкции должны быть привлечены специализированные организации.

7.2.3.2 На интенсивно заиляемых водохранилищах при пропуске паводков должны поддерживаться наименьшие возможные уровни в пределах проектной призмы регулирования, если это не наносит ущерба другим водопотребителям. Наполнение таких водохранилищ должно осуществляться в возможно более поздний срок на спаде паводка.

7.2.3.3 Для уменьшения заиления водохранилищ, бьефов, бассейнов, каналов необходимо:

- поддерживать такие режимы их работы, которые создают возможность максимального транзита поступающего твердого стока; каналы в период поступления в них воды повышенной мутности должны работать в режиме близком к постоянному с возможно большим расходом воды;

- промывать бьефы, водохранилища, пороги водоприемников, осветлять воду в отстойниках, применять берегоукрепительные и нанососдерживающие устройства или удалять наносы механическими средствами;

- ежедневно сбрасывать бьефы до минимально возможной отметки (для водохранилищ суточного регулирования).

7.2.3.4 В периоды, когда естественный расход воды в реке не используется полностью для выработки электроэнергии ГЭС, избыток воды должен быть использован для смыва наносов в нижний бьеф плотины и промывки порогов водоприемных устройств.

7.2.3.5 В случае возможности попадания в водоприемные сооружения наносов, скопившихся перед порогом водоприемника, необходимо удалять наносы путем их промывки.

При невозможности или неэффективности промывки удаление наносов может быть произведено с помощью механизмов.

Промывку водозаборных сооружений энергообъектов при безплотинном водозаборе можно осуществлять устройством местных стеснений потока с тем, чтобы отложения наносов размывались под действием повышенных скоростей воды.

7.2.3.6 Наблюдение за состоянием интенсивно заиляемого водохранилища и удаление наносов должны быть организованы в соответствии с РД 34.22.502 “Правила эксплуатации заиляемых водохранилищ малой и средней емкости” и с учетом природоохранных требований.

7.2.3.7 Отстойники энергообъектов должны постоянно использоваться для осветления воды. Отключение отстойника или отдельных камер для ремонта допускается только в период, когда вода несет незначительное количество наносов и свободна от фракций, опасных в отношении истирания гидротурбин и другого оборудования.

7.2.3.8 На каждом энергообъекте, в водохранилище которого имеются залежи торфа, необходимо привлечь специализированную организацию для определения ботанического состава торфа, его объемного веса, сопротивления на отрыв, степени разложения и ряда других данных и факторов, способствующих всплыванию торфа. На основании этих данных и лабораторных опытов определяются площади возможных всплываний торфа и разрабатываются мероприятия предупреждающие всплывание, например, пригрузка торфа сплошным слоем песка или активные меры по борьбе со всплывшим торфом, включающие перехват всплывающих масс торфа выше створа водозаборных и водосбросных сооружений, преимущественно в местах всплывания. Перехваченный торф должен быть отбуксирован в бухты и на отмели и надежно закреплен.

7.2.3.9 Водоохранилища обособленного пользования, находящиеся на балансе энергообъектов, должны поддерживаться в надлежащем техническом и санитарном состоянии силами персонала энергообъектов.

На этих водохранилищах должны проводиться наблюдения за:

- заилением и зарастанием;
- переработкой берегов;
- качеством воды;
- температурным и ледовым режимами;
- всплыванием торфа;
- соблюдением природоохранных требований в пределах водоохранных зон этих водохранилищ.

При необходимости для организации и проведения наблюдений, анализа результатов и разработки природоохранных мероприятий следует привлекать специализированные организации.

7.2.3.10 На водохранилищах, расположенных в криолитозонах, должны проводиться наблюдения за криогенными процессами и деформациями в ложе водохранилища, зоне сработки, береговой и прибрежной зонах, а также за изменением вместимости водохранилища. Для определения состава, объема и периодичности наблюдений следует привлекать специализированную организацию.

Через 5 лет после начала наполнения водохранилища и затем через каждые последующие 10 лет его эксплуатации по результатам наблюдений должен проводиться анализ состояния водохранилища и при необходимости разрабатываться мероприятия, обеспечивающие надежность и безопасность его эксплуатации.

7.2.4 Гидрологическое и метеорологическое обеспечение

7.2.4.1 В задачи гидрологического и метеорологического обеспечения энергообъектов должно входить:

- получение гидрологических и метеорологических данных для оптимального ведения режимов работы энергообъектов, планирования использования водных ресурсов и организации надежной эксплуатации гидротехнических сооружений и водохранилищ;
- контроль за использованием водных ресурсов на энергообъектах;
- получение данных для регулирования водного стока, пропуска половодий и паводков, организации ирригационных, навигационных и санитарных пропусков, обеспечения водоснабжения и т.п.;
- получение информации, необходимой для своевременного принятия мер к предотвращению или уменьшению ущерба от стихийных явлений.

7.2.4.2 Энергообъекты должны регулярно получать от органов Госкомгидромета Украины следующие данные:

- сведения по используемому водотоку (расход, уровни и температура воды, ледовые явления, наносы);
- месячные и годовые водные балансы водохранилищ;
- метеорологические данные (температура и влажность воздуха, осадки и испарение, сила и направление ветра, образование гололеда, штормовые и грозовые предупреждения);
- гидрологические и метеорологические прогнозы, необходимые для эксплуатации энергообъектов.

При необходимости, энергообъекты должны получать от органов Госкомгидромета Украины сведения о физических, химических и гидробиологических показателях вод, об уровне их загрязнения, а также экстренную информацию о резких изменениях уровня загрязнения вод.

7.2.4.3 Объем, сроки и порядок передачи электростанции гидрологических и метеорологических прогнозов и предупреждений об опасных явлениях должны быть установлены исходя из местных условий совместно с соответствующими органами Госкомгидромета Украины, которые должны регистрироваться в установленном порядке.

7.2.4.4 На каждом энергообъекте в сроки, определяемые местной инструкцией, должны быть организованы наблюдения за:

- уровнями воды в бьефах водоподпорных сооружений, у водозаборных сооружений, в каналах;
- расходами воды, пропускаемыми через гидротехнические сооружения и используемыми технологическим оборудованием;
- ледовым режимом водотока (реки, канала, водохранилища и др.) вблизи сооружений в верхнем и нижнем бьефах;
- содержанием наносов в воде и их отложениями в водохранилищах, бьефах, бассейнах, каналах;
- температурой воды и воздуха;
- показателями качества используемой или сбрасываемой воды (по местным условиям).

Местная инструкция в части гидрометеорологических наблюдений должна быть согласована с органами Госкомгидромета Украины.

7.2.4.5 Среднесуточный расход воды, использованной энергообъектами, должен определяться по показаниям водомеров (расходомеров); при отсутствии водомерных устройств временно, до установки указанных приборов, сток воды может учитываться по характеристикам протарированного технологического оборудования и другими возможными методами.

7.2.4.6 На всех водохранилищах, осуществляющих регулирование стока воды, должен быть организован ежесуточный учет притока воды к створу гидроузлов по данным территориальных органов Госкомгидромета Украины.

7.2.4.7 Уровни верхнего и нижнего бьефов ГЭС и напор перед гидротурбинами, а также перепады напора на решетках должны измеряться приборами с дистанционной

передачей показаний на центральный пульт управления. Устройства для измерения уровней воды в бьефах и перепадов напора на решетках должны проверяться два раза в год и после прохождения паводка.

7.2.4.8 Отметки нулей водомерных устройств должны быть установлены в единой системе отметок и должны проверяться нивелировкой не реже одного раза в 5 лет.

Вокруг рек и свай должен скалываться лед; автоматические посты в морозный период должны утепляться.

7.2.4.9 Информация об аварийных сбросах энергообъектами загрязняющих веществ, а также о нарушении ими установленного режима использования водных объектов должна немедленно передаваться местным органам Госкомгидромета Украины.

7.2.4.10 На водохранилищах-охладителях должен быть организован контроль за качеством воды и, при необходимости, должны приниматься меры для предотвращения загрязнения её промышленными, радиоактивными и бытовыми стоками, приводящими к нарушению требований санитарных норм, загрязнению и коррозии оборудования.

7.2.4.11 Перечень характеристик, определяемых по образцам-свидетелям, места их установки в оборудовании и трубопроводах, а также программа испытаний должны быть разработаны проектной организацией и приведены в конструкторской документации.

Количество образцов-свидетелей должно быть таким, чтобы можно было четко установить зависимость измеряемых характеристик от флюенса нейтронов.

7.3 Техническое водоснабжение и обработка циркуляционной воды

7.3.1 При эксплуатации систем технического водоснабжения должны быть обеспечены:

- бесперебойная подача охлаждающей воды нормативной температуры в необходимом количестве и требуемого качества;
- предотвращение загрязнений конденсаторов турбин, теплообменного оборудования и систем технического водоснабжения;
- выполнение требований правил и норм по охране окружающей среды.

При эксплуатации должны применяться современные технические средства оперативного управления режимами и контроля работы системы технического водоснабжения.

7.3.2 Для предотвращения образований отложений в трубках конденсаторов турбин и других теплообменных аппаратов, коррозии, обрастания систем технического водоснабжения, “цветения” воды или зарастания водохранилищ-охладителей высшей водной растительностью должны проводиться профилактические мероприятия.

Выбор мероприятий должен определяться местными условиями, а также их эффективностью, допустимостью по условиям эксплуатации теплообменного оборудования, охраны окружающей среды и экономическими соображениями.

Периодическая очистка трубок конденсаторов, циркуляционных водоводов и каналов может применяться при необходимости как временная мера.

Уничтожение высшей водной растительности и борьба с “цветением” воды в водохранилищах-охладителях химическим способом допускается с разрешения Главного санэпидемуправления Министерства охраны здоровья и Госкомитета Украины по рыбному хозяйству и рыбоперерабатывающей промышленности.

7.3.3 В случае накипеобразующей способности охлаждающей воды необходимо:

7.3.3.1 В системе оборотного водоснабжения с градирнями и брызгальными установками проводить продувку системы либо обработку воды:

- подкислением (серной или соляной кислотой);
- фосфатированием неорганическими полифосфатами, оксиэтилендифосфоновой кислотой (ОЭДФК);

– известкованием с раскислением или применять комбинированные методы ее обработки (подкисление и фосфатирование неорганическими полифосфатами, подкисление и ОЭДФК).

При подкислении добавочной воды серной или соляной кислотой щелочной буфер в ней поддерживать не менее 1,0-0,5 мг-экв/дм³; при вводе кислоты непосредственно в циркуляционную воду щелочность ее поддерживать не ниже 2,0-2,5 мг-экв/дм³; при применении серной кислоты следить, чтобы содержание сульфатов в циркуляционной воде не достигало уровня, вызывающего повреждение бетонных конструкций или осаждение сульфата кальция.

При фосфатировании циркуляционной воды неорганическими полифосфатами содержание в ней фосфатов в пересчете на PO₄³⁻ поддерживать в пределах от 2,0 до 2,7 мг/дм³.

Известкование воды производится совместно с подкислением серной кислотой и обработкой воды ОЭДФК или полифосфатами.

При применении ОЭДФК содержание её в циркуляционной воде в зависимости от химического состава поддерживать в пределах от 0,25 до 4,0 мг/дм³. При продувке системы, в зависимости от назначения водоема, принимающего продувочную воду, концентрация ОЭДФК в оборотной воде должна ограничиваться предельно допустимой концентрацией (ПДК) ОЭДФК: для водоемов санитарно-бытового водопользования 2,0 мг/дм³, для рыбохозяйственных водоемов 1,0 мг/дм³, а для водоемов питьевого пользования 0,6 мг/дм³. Соответственно с ограничением концентрации ОЭДФК ограничивается предельно допустимая карбонатная жесткость оборотной воды.

7.3.3.2 В системе оборотного водоснабжения с водохранилищами-охладителями:

– осуществлять водообмен в период лучшего химического качества воды в источнике подпитки;

– при изменении в период эксплуатации химического состава подпиточной воды необходимо привлечь специализированную организацию для составления гидрохимического прогноза с учетом накипеобразующих свойств охлаждающей воды и разработки оптимального режима водообмена;

– при невозможности понижения карбонатной жесткости охлаждающей воды до требуемого значения путем водообмена (также в системе прямоточного водоснабжения) с вводом первого энергоблока предусматривать установки по очистке трубок конденсаторов турбин губчатыми резиновыми шариками или предусматривать установки по кислотным промывкам конденсаторов турбин и по очистке или утилизации промывочных растворов.

Допускается применение других методов обработки охлаждающей воды с целью предотвращения накипеобразования на оборудовании систем охлаждения, при этом согласование применяемой технологии производится в установленном порядке.

7.3.4 При хлорировании охлаждающей воды для предотвращения загрязнения конденсаторов турбин и других теплообменников органическими отложениями содержание активного хлора в воде на выходе из конденсаторов должно быть в пределах от 0,4 до 0,5 мг/дм³. В продувочной воде активный хлор должен отсутствовать.

В прямоточной системе технического водоснабжения и в оборотной с водохранилищами-охладителями для предотвращения присутствия активного хлора в воде отводящих каналов хлорирование должно быть выполнено с подачей хлорного раствора в охлаждающую воду, поступающую только в одну половину (ход) конденсатора или в один конденсатор при двух находящихся в работе конденсаторах, то есть с учётом хлоропоглощающей способности охлаждающей воды.

7.3.5 При обработке воды медным купоросом для уничтожения водорослей в оборотной системе с градирнями и брызгальными установками его содержание в охлаждающей воде должно быть в пределах от 3 до 6 мг/дм³. Сброс продувочной воды из системы оборотного водоснабжения в водные объекты при обработке медным купоросом должен осуществляться в соответствии с действующими «Правилами охраны

поверхностных вод от загрязнения сточными водами'', Водным кодексом Украины и 7.3.6-7.3.10 настоящих Правил.

7.3.6 Условия сброса продувочных вод в водные объекты определяются с учетом:

– степени возможного смешивания и разведения продувочных вод с водой водного объекта на пути от места выпуска продувочных вод к расчетному контрольному створу ближайших пунктов хозяйственно-питьевого, культурно-бытового и рыбохозяйственного водопользования;

– качества воды водоемов и водотоков выше места сброса продувочных вод.

Учет процессов естественного самоочищения вод от поступающих в них веществ допускается, если процесс самоочищения четко выражен и его закономерности достаточно изучены.

7.3.7 При рассмотрении условий сброса продувочных вод в водные объекты и выдаче по ним заключения, органы по регулированию использования и охране вод устанавливают, с учетом перспективы развития, для каждого отдельного объекта допустимое для сброса с продувочными водами количество вредных веществ (лимит по расходу продувочных вод и концентрации в них примесей) с тем, чтобы предельно-допустимая концентрация меди (Cu^{+2}) после смешивания не превышала $0,01 \text{ мг/дм}^3$ в воде водных объектов рыбохозяйственного назначения и $1,0 \text{ мг/дм}^3$ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

7.3.8 Разрешение на сброс в водные объекты сточных вод действующих предприятий имеет силу в течение трех лет, после чего его следует возобновить.

Для проектируемых энергообъектов разрешение на сброс сточных вод следует пересматривать при изменении условий водопользования на участке водного объекта, принимающего сточные воды энергообъекта.

7.3.9 Запрещается устройство выпусков и отведение продувочных вод в водные объекты без регистрации и получения разрешения в органах по регулированию использования и охране вод и без согласования с органами и учреждениями Главного санитарно-эпидемиологического управления Министерства охраны здоровья Украины и органами рыбоохраны.

7.3.10 Запрещается сбрасывать продувочные воды в водные объекты, объявленные заповедными в установленном законодательством Украины порядке, с целью охраны природы и проведения научных исследований.

7.3.11 При обрастании систем технического водоснабжения (поверхностей грубых решеток, конструктивных элементов водоочистных сеток, водоприемных и всасывающих камер и напорных водоводов) моллюском дрейссены или другими биоорганизмами должны применяться необрастающие покрытия, проводиться промывки трактов горячей водой, хлорирование охлаждающей воды, поступающей на вспомогательное оборудование с поддержанием дозы активного хлора $1,5-2,5 \text{ мг/дм}^3$ в течение 4-5 суток один раз в 1,5 месяца (начиная с апреля по октябрь включительно). Периодическое хлорирование должно выполняться в соответствии с 7.3.6.

Допускается применение и других, в том числе химических, методов борьбы с обрастанием по согласованию с органами Главного санэпидемуправления Министерства охраны здоровья, Госкомитета по рыбному хозяйству и рыбоперерабатывающей промышленности.

Для борьбы с моллюском дрейссены необходимо поддерживать скорость воды в трубопроводах более $1,5 \text{ м/с}$ (в допустимых пределах) и не допускать образования застойных зон в системах технического водоснабжения.

Борьба с загрязнением трактов технического водоснабжения водными организмами (моллюсками дрейссены или мидий, мшанкой, водорослями и др.), а также механическими веществами в напорных водоводах осуществляется установкой фильтров предварительной очистки воды, входящих в комплект системы шариковой очистки конденсаторов турбин. Фильтры предочистки следует устанавливать до забора воды на

фильтры системы вспомогательного оборудования. Необходимо удалять также поступающие водные организмы (отмершие моллюски и др.) из водоподводящего канала к водозабору насосной станции.

7.3.12 Эксплуатация гидротехнических сооружений системы технического водоснабжения, а также контроль за их состоянием должны осуществляться в соответствии с требованиями 7.1 и 7.2.2.

7.3.13 Работа оборудования и гидроохладителей системы технического водоснабжения должна обеспечивать выполнение требований 7.3.1.

Одновременно должны быть учтены потребности неэнергетических отраслей народного хозяйства (водного транспорта, орошения, рыбного хозяйства, водоснабжения) и условия охраны природы.

7.3.14 При прямоточном, комбинированном и оборотном водоснабжении с водохранилищами-охладителями должна осуществляться рециркуляция теплой воды для борьбы с шугой и обогрева решеток водоприемника. Рециркуляция должна предотвращать появление шуги на водозаборе; момент ее включения должен определяться местной инструкцией, не допуская понижения температуры воды на водозаборе ниже плюс 3 °С, а при крепких морозах (ниже минус 10 °С) – не менее плюс 5 °С.

7.3.15 Периодичность удаления воздуха из циркуляционных трактов должна быть такой, чтобы высота сифона в них не уменьшалась более чем на 0,3 м против проектного значения.

7.3.16 Отклонение напора циркуляционного насоса из-за загрязнения систем не должно превышать 1,5 м против проектного значения, ухудшение коэффициента полезного действия (КПД) осевых вертикальных насосов из-за увеличения зазоров между лопастями рабочего колеса и корпусом насоса и неидентичности положения лопастей рабочего колеса должно быть не более 3 %. При превышении указанных величин необходимо привлечь специализированную организацию для выявления причин отклонений и их устранения.

7.3.17 При эксплуатации охладителей циркуляционной воды должны быть обеспечены:

- оптимальный режим работы из условий достижения наивыгоднейшего (экономического) вакуума в конденсаторах паротурбинных установок;
- охлаждающая эффективность согласно нормативным характеристикам;
- контроль за качеством воды (при необходимости должны приниматься меры для предупреждения загрязнения ее промышленными, радиоактивными и бытовыми стоками, приводящими к нарушению требований санитарных норм, загрязнению и коррозии оборудования).

7.3.18 Оптимальные режимы работы гидроохладителей и циркуляционных насосов, водозаборных и сбросных сооружений должны быть выбраны в соответствии с режимными картами, разработанными специализированной организацией для конкретных метеорологических условий и конденсационных нагрузок энергообъектов.

7.3.19 Эффективность работы гидроохладителей должна контролироваться в процессе эксплуатации по их энергетическим характеристикам, выданным проектной организацией или разработанным специализированной организацией по результатам натурных испытаний.

7.3.20 При увеличении среднесуточной температуры охлажденной воды после охладителя более чем на 1 °С по сравнению с расчетной по энергетической характеристике должны быть приняты меры к выяснению и устранению причин недоохлаждения с привлечением, при необходимости, специализированной организации.

7.3.21 При появлении высшей водной растительности в зоне транзитного потока и в водоворотных зонах водохранилищ-охладителей она должна быть уничтожена биологическим либо механическим методом. Вне зон, принимающих участие в

охлаждении воды, уничтожать заросли не следует, так как их наличие способствует улучшению качества охлаждающей воды. Должны проводиться противомаларийные мероприятия.

7.3.22 Осмотр основных конструкций градирен (элементов башни, противообледенительного тамбура, водоуловителя, оросителя, водораспределительного устройства и вентиляторного оборудования) и брызгальных установок должен проводиться ежегодно в весенний и осенний периоды. Обнаруженные дефекты (проемы в обшивке башни, оросителя, неудовлетворительное состояние фиксаторов положения поворотных щитов тамбура, разбрызгивающих устройств водораспределения) должны быть устранены. Поворотные щиты тамбура работающей градирни при положительных температурах воздуха должны быть установлены и зафиксированы в горизонтальном положении.

7.3.23 Антикоррозийное покрытие металлических конструкций, а также разрушенный защитный слой железобетонных элементов гидроохладителей должны восстанавливаться по мере необходимости, но не реже одного раза в 5 лет. Водосборные бассейны, а также асбестоцементные листы обшивок башен градирен должны иметь надежную гидроизоляцию.

7.3.24 Водораспределительные системы градирен и брызгальных установок должны промываться постоянно, а при отсутствии промывочных отверстий или сопел – не реже двух раз в год – весной и осенью. Засорившиеся сопла должны быть своевременно очищены, а вышедшие из строя – заменены. Водосборные бассейны градирен и брызгальных установок должны очищаться от ила и мусора не реже одного раза в 2 года.

7.3.25 Применяемые при ремонте механического оборудования гидротехнических сооружений и градирен деревянные конструкции должны быть антисептированы, а крепежные детали – оцинкованы.

7.3.26 Выходящие из строя типовые конструкции деревянных и асбестоцементных оросительных устройств и водоуловителей градирен должны быть заменены более эффективными и долговечными устройствами из полимерных материалов по техническим решениям, разработанным специализированной организацией.

7.3.27 Варианты проектных решений технического перевооружения, реконструкции (модернизации) гидроохладителей и систем технического водоснабжения до передачи их на тендер должны направляться энергообъектами на экспертизу специализированной организации, имеющей лицензию и опыт пуско-наладочных и экспериментальных работ в этой области, для обоснованного квалифицированного заключения по их надежности и долговечности с учетом получения максимального энергетического эффекта.

7.3.28 Технологические конструкции градирен (оросительные устройства, системы водораспределения и водоуловители) должны очищаться от минеральных и органических отложений.

7.3.29 Решетки и сетки градирен и брызгальных установок должны осматриваться один раз в смену и при необходимости очищаться, чтобы не допускать перепада уровней воды на них более 0,1 м.

7.3.30 В случае увлажнения и обледенения прилегающей территории, зданий и сооружений при работе градирен в зимний период года, градирни должны быть оборудованы водоулавливающими устройствами из полимерных материалов.

7.3.31 При наличии в системе технического водоснабжения нескольких параллельно работающих градирен и уменьшении зимой общего расхода охлаждающей воды и тепловых нагрузок часть градирен должна быть выведена в резерв с выполнением противопожарных и других мероприятий. Во избежание замерзания воды в водосборных бассейнах должна осуществляться циркуляция теплой воды.

7.3.32 Плотность орошения в работающих градирнях во избежание обледенения оросителя должна быть не менее $6 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м^2 площади орошения, а температура воды на выходе из градирни – не ниже $10 \text{ }^\circ\text{C}$ исходя из условий обмерзания оросителя.

7.3.33 Брызгальные установки зимой должны работать с пониженным напором во избежание обледенения расположенного вблизи оборудования, конструктивных элементов и прилегающей территории. При уменьшении расхода воды должны быть заглушены периферийные сопла и отключены крайние распределительные трубопроводы.

Понижение напора у разбрызгивающих сопел должно быть обеспечено путем уменьшения общего расхода охлаждаемой воды на возможно большее количество работающих секций, а также отвода части нагретой воды без ее охлаждения через холостые сбросы непосредственно в водосборный бассейн. Температура воды на выходе из брызгальной установки должна быть не ниже 8 °С.

7.3.34 При кратковременном отключении градирни или брызгальной установки в зимний период должна быть обеспечена циркуляция теплой воды в бассейне для предотвращения образования в нем льда.

7.3.35 В случае временного вывода в резерв градирен с элементами конструкций из дерева, полиэтилена и других горючих материалов окна для прохода воздуха в них должны быть закрыты, а за градирнями установлен противопожарный надзор.

7.3.36 Детальное обследование металлических каркасов вытяжных башен обшивных градирен должно проводиться не реже одного раза в 10 лет, железобетонных оболочек – не реже одного раза в 5 лет.

7.3.37 Исправность электросветового ограждения градирен и молниезащиты должна контролироваться в соответствии с местной инструкцией.

7.3.38 Ремонт градирен и брызгальных установок должен производиться по мере необходимости, но не реже одного раза в 4-5 лет.

7.3.39 Системы технического водоснабжения ответственных потребителей (обеспечивающие системы безопасности) и важные для безопасности гидротехнические сооружения должны эксплуатироваться в соответствии с инструкциями, разработанными на основании проекта, технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока АЭС.

7.4 Гидротурбинные установки

7.4.1 При эксплуатации гидротурбинных установок должна быть обеспечена бесперебойная их работа с максимально возможным для заданной нагрузки и действующего напора коэффициентом полезного действия. Оборудование ГЭС должно быть в постоянной готовности к несению максимальной располагаемой нагрузки, а ГАЭС к работе в насосном и генераторном режимах.

7.4.2 Находящиеся в эксплуатации гидроагрегаты и вспомогательное оборудование должны быть полностью автоматизированы. Пуск гидроагрегатов в генераторный режим и режим синхронного компенсатора, останов из генераторного режима и режима синхронного компенсатора, перевод гидроагрегата из генераторного режима в режим синхронного компенсатора и обратно должны осуществляться от одного командного импульса, а для обратимого гидроагрегата этот принцип должен осуществляться также для насосных режимов и для перевода из насосного в генераторный режим.

7.4.3 Гидроагрегаты должны работать при полностью открытых затворах, установленных на турбинных водоводах; предельное открытие направляющего аппарата гидротурбины должно быть не выше значения, соответствующего максимально-допустимой нагрузке гидроагрегата (генератора, генератора-двигателя) при данном напоре и высоте отсасывания. Предельное открытие направляющего аппарата насос-турбины, работающей в насосном режиме при минимальном напоре и допустимой высоте отсасывания должно быть не выше значения, соответствующего максимальной мощности генератора-двигателя в насосном режиме. Перепад уровней на сороудерживающих решетках не должен превышать предельного значения, указанного в местной инструкции по эксплуатации.

7.4.4 Гидроагрегаты, находящиеся в резерве, должны быть в состоянии готовности к немедленному автоматическому пуску. Гидротурбины (насос-турбина) с закрытым направляющим аппаратом должны быть под полным напором при полностью открытых затворах на водоприемнике и отсасывающей трубе. На высоконапорных ГЭС, с напором 300 м и более, а также с напором от 200 до 300 м при числе часов использования менее 3000 предтурбинные и кольцевые затворы на резервных гидроагрегатах должны быть закрыты, а напорные трубопроводы заполнены водой. На ГЭС с напором ниже 200 м предтурбинный затвор на резервном гидроагрегате не должен закрываться, если он не выполняет оперативной функции.

7.4.5 Гидроагрегаты, работающие в режиме синхронного компенсатора, должны быть готовы к немедленному автоматическому переводу в генераторный режим.

При работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора рабочее колесо турбины должно быть освобождено от воды. На ГЭС, имеющих предтурбинные затворы, при переводе гидроагрегата в режим синхронного компенсатора предтурбинный затвор должен быть закрыт.

7.4.6 Гидроагрегаты должны работать в режиме автоматического регулирования частоты вращения с заданным статизмом. Перевод регулятора гидротурбины в режим работы на ограничителе открытия или на ручное управление допускается в исключительных случаях с разрешения технического руководителя ГЭС по согласованию с диспетчером энергосистемы.

7.4.7 При автоматическом регулировании гидроагрегата должны быть обеспечены:

- автоматический и ручной пуск и останов гидроагрегата;
- устойчивая работа гидроагрегата на всех режимах;
- участие в регулировании частоты в энергосистеме с уставкой статизма и мертвой зоны по частоте, задаваемой НЭК «Укрэнерго»;
- плавное (без толчков и гидроударов в маслопроводах) перемещение регулирующих органов при изменении мощности гидроагрегата;
- выполнение гарантий регулирования;
- автоматическое изменение ограничения максимального открытия направляющего аппарата при изменении напора;
- автоматическое и ручное изменение комбинаторной зависимости по напору (для поворотных-лопастных гидротурбин).

7.4.8 ГЭС мощностью свыше 30 МВт и с количеством гидроагрегатов более трех должны быть оснащены системами группового регулирования активной мощности, с возможностью использования их для вторичного автоматического регулирования режима энергосистемы по частоте и перепадам мощности. Отключение систем группового регулирования активной мощности допускается с разрешения диспетчерских служб соответствующих энергосистем или диспетчерской службы НЭК «Укрэнерго» в тех случаях, когда групповое регулирование агрегатов невозможно по техническому состоянию или режимным условиям работы оборудования ГЭС.

Системы группового регулирования активной мощности не должны препятствовать изменению мощности гидроагрегатов при изменении частоты в энергосистеме.

7.4.9 Условия, разрешающие пуск гидроагрегата, его нормальный и аварийный останов и внеплановое изменение нагрузки должны быть изложены в местных инструкциях, утвержденных техническим руководителем ГЭС и находящихся на рабочих местах оперативного персонала.

Значения всех параметров определяющих условия пуска гидроагрегата и режим его работы должны быть установлены на основании данных заводов-изготовителей и специальных натурных испытаний.

7.4.10 Пуск гидроагрегата запрещается при:

- напоре, выходящем за пределы допустимых значений, установленных заводом-изготовителем гидротурбин;
- неисправности любой из защит, действующих на останов оборудования;
- дефектах системы регулирования гидроагрегата, в результате которых не обеспечиваются выполнение гарантий регулирования и нормальное управление гидроагрегатом;
- неисправности устройств дистанционного управления аварийными затворами, клапанов срыва вакуума, клапанов впуска воздуха и холостых выпусков, системы торможения гидроагрегата;
- качестве масла, не удовлетворяющем нормам на эксплуатационные масла и температуре масла ниже установленной заводскими инструкциями;
- уровнях масла в ваннах пяты и подшипников, сливном баке и масловоздушном котле маслонапорной установки ниже установленного заводскими инструкциями минимума.

7.4.11 Гидроагрегат должен быть немедленно остановлен действием защит или персоналом в следующих случаях:

- пожара в генераторе;
- снижения давления масла в системе регулирования ниже допустимого предела;
- снижения уровня масла в ваннах пяты, подшипников и масловоздушном котле маслонапорной установки ниже установленного минимума;
- повышения температуры сегментов подшипников и подпятника гидроагрегата сверх допустимого предела;
- прекращения подачи воды на смазку турбинного подшипника;
- повышения частоты вращения ротора гидроагрегата сверх значения, установленного заводом-изготовителем;
- обрыва тросов обратных связей в системе регулирования;
- выхода из строя системы управления лопастями поворотно-лопастных гидротурбин или отклонителей струи ковшовых турбин.

Кроме того, гидроагрегат должен быть немедленно остановлен в других случаях, оговоренных местными инструкциями.

7.4.12 Гидроагрегат должен быть разгружен или остановлен по согласованию с техническим руководителем ГЭС в следующих случаях:

- выявления неисправности технологических защит, действующих на останов оборудования;
- неисправной работы системы регулирования;
- появления стуков и необычных шумов в проточной части гидротурбины или внутри генератора;
- увеличения биения вала гидроагрегата и вибрации опорных узлов агрегата, маслопроводов и золотников системы регулирования;
- уменьшения подачи воды на смазку турбинного подшипника;
- повышения уровня воды на крышке турбины или в капсуле сверх допустимого значения при отказе или недостаточной производительности дренажных насосов;
- нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования, если устранение причин нарушения невозможно без останова агрегата.

7.4.13 Значения всех параметров, ограничивающих пуск и работу гидроагрегата, должны быть установлены на основании данных заводов-изготовителей или специальных испытаний и указаны в местной инструкции.

7.4.14 Для каждого агрегата должно быть определено и периодически в установленные местными инструкциями сроки проконтролировано минимальное время следующих процессов:

- закрытия направляющего аппарата гидротурбины до зоны демпфирования при сбросе нагрузки;

- открытия направляющего аппарата гидротурбины при наборе нагрузки с максимальной скоростью;
- разворота и свертывания лопастей рабочего колеса поворотных-лопастных и диагональных гидротурбин;
- закрытия и открытия регулирующей иглы и отклонителей струи ковшовой гидротурбины;
- закрытия направляющего аппарата при срабатывании золотника аварийного закрытия;
- закрытия и открытия предтурбинных затворов, а также аварийно-ремонтных затворов на водоприемнике;
- закрытия холостого выпуска гидротурбины.

Кроме того, периодически в соответствии с местной инструкцией, должны проверяться критерии регулирования.

7.4.15 Не допускается длительная работа гидроагрегата при повышенных уровнях вибрации: размах горизонтальной вибрации (двойная амплитуда) корпуса турбинного подшипника, а также размах горизонтальной вибрации верхней и нижней крестовин генератора, если на них расположены направляющие подшипники, в зависимости от частоты вращения ротора гидроагрегата не должно превышать значений, приведенных в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Частота вращения ротора гидроагрегата, об/мин	60 и менее	150	300	428	600
Допустимый размах вибрации, мм	0,18	0,16	0,12	0,10	0,08

Размах вертикальной вибрации крышки турбины, опорного конуса или грузонесущей крестовины генератора в зависимости от частоты вибрации не должен превышать значений, приведенных в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Частота вибрации, Гц	1 и менее	3	6	10	16	30 и более
Допустимый размах вибрации, мм	0,18	0,15	0,12	0,08	0,06	0,04

Биение вала гидроагрегата не должно превышать значений, указанных в местной инструкции.

7.4.16 Для каждого гидроагрегата в местной инструкции должны быть указаны номинальные и максимально допустимые температуры сегментов подпятника, подшипников и масла в маслованнах. Предупредительная сигнализация должна включаться при повышении температуры сегмента и масла в маслованне на 5 °С выше номинальной для данного времени года. Значение уставок температур для каждого сегмента, в котором установлен термосигнализатор, и для масла определяются эксплуатационным персоналом на основе опыта эксплуатации или испытаний и вносятся в местную инструкцию.

7.4.17 Эксплуатация подпятников вертикальных гидроагрегатов, оснащенных эластичными металлопластиковыми сегментами с фторопластмассовым покрытием должна осуществляться в соответствии с местной инструкцией, составленной с учетом действующих НД и документации заводов-изготовителей, допускающих значение уставки сигнализации на 10 °С выше максимальной температуры эластичных металлопластиковых сегментов и масла, установившейся в наиболее жаркий период года, а уставку на останов агрегата – еще на 5 °С выше.

7.4.18 В процессе эксплуатации гидротурбинной установки должно быть организовано систематическое наблюдение за утечками масла в системе регулирования поворотных-лопастных гидротурбин, чтобы не допускать загрязнения акватории бьефа. При обнаружении утечек масла через уплотнения лопастей гидротурбины гидроагрегат должен быть выведен в ремонт.

7.4.19 Осмотр проточной части пропеллерных гидротурбин должен производиться с периодичностью, рекомендованной заводом-изготовителем.

7.4.20 Во время эксплуатации гидроагрегата путем осмотра и систематических измерений с помощью стационарных и переносных приборов должен быть организован контроль за работой оборудования в объеме и с периодичностью, указанными в местных инструкциях.

7.4.21 Система технического водоснабжения гидроагрегата должна обеспечить охлаждение опорных узлов, статора и ротора генератора, смазку обрешиненного турбинного подшипника и других потребителей при всех режимах работы гидроагрегата.

7.4.22 Капитальный ремонт гидротурбин должен производиться один раз в 5-7 лет. В отдельных случаях по согласованному решению допускается отклонение от установленных сроков.

8 ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

8.1 Топливо-транспортное хозяйство

8.1.1 Общие положения

8.1.1.1 При эксплуатации топливо-транспортного хозяйства необходимо обеспечить:

- бесперебойную работу железнодорожного транспорта энергопредприятия и механизированную разгрузку железнодорожных вагонов, цистерн, судов и других транспортных средств в установленные сроки и в соответствии с действующими НД;
- приемку топлива от поставщиков и контроль его количества и качества механизированным способом;
- механизированное и ручное складирование и хранение установленного запаса топлива с минимальными потерями;
- своевременную и бесперебойную подготовку и подачу топлива к котлам или в центральное пылеприготовительное отделение;
- предотвращение загрязнения окружающей территории пылью твердого топлива и брызгами нефтепродуктов.

8.1.1.2 Качество топлива, поставляемого на энергопредприятия, должно соответствовать государственным стандартам и техническим условиям.

В договорах с поставщиками, в зависимости от вида проектного топлива, необходимо указывать марку, категорию качества, зольность, влажность, содержание серы и летучих, класс крупности, температуру плавления золы, профилактические меры против смерзания, температуру вспышки, низшую теплоту сгорания, плотность, содержание ванадия и другие показатели, по которым ведется претензионная работа.

В договорах на поставку твердого, жидкого и газообразного топлива должны быть предусмотрены:

- равномерная (по графику) отгрузка твердого и жидкого топлива, а для газа - давление на входе в ГРП;
- возможность возвращения твердого и жидкого топлива поставщику за его счет при несоответствии показателей качества техническим условиям.

8.1.1.3 Необходимо организовать строгий учет всего топлива при поступлении на энергопредприятие, расходовании на технологические нужды, а также при хранении на складах согласно правил учета топлива на электростанциях.

Инвентаризацию твердого топлива следует проводить ежеквартально, а жидкого ежемесячно, в соответствии с действующими НД.

При учете топлива, поступающего на энергопредприятие, необходимо обеспечить:

- взвешивание всего твердого топлива, поступающего по железной дороге, конвейерами или автомобильным транспортом, или определение его количества обмером или по осадке судов при поступлении водным транспортом;
- взвешивание или обмер всего поставляемого жидкого топлива;
- определение при помощи СИТ количества всего сжигаемого газообразного топлива;
- постоянный, а при наличии приборов - непрерывный автоматический контроль качества всего поступающего и расходного на технологические нужды топлива;
- предъявление претензий поставщикам при обнаружении недостачи и ненадлежащего качества топлива.

8.1.1.4 Прибывшие железнодорожные вагоны и цистерны с топливом необходимо осмотреть. При обнаружении поврежденных вагонов или цистерн, утраты топлива в пути или других обстоятельств, предусмотренных “Уставом железных дорог Украины”, необходимо составить соответствующие акты и предъявить претензии железной дороге.

8.1.1.5 СИТ, используемые для учета топлива (весы, лабораторные приборы и другие измерительные устройства) и подлежащие государственному контролю и надзору, должны поверяться в сроки, установленные Госстандартом Украины.

СИТ, используемые для учета топлива и не подлежащие поверке, подлежат калибровке по графику, утвержденному техническим руководителем энергопредприятия.

8.1.1.6 Движение поездов, а также подача, выгрузка и уборка вагонов должны быть организованы в соответствии с НД о порядке обслуживания и организации движения на подъездном пути, единым технологическим процессом работы подъездных путей грузополучателя и условиями заключенного договора.

8.1.1.7 В договорах, заключаемых энергопредприятиями с предприятиями Укрзалізничці или с другими предприятиями, осуществляющими транспортно-экспедиционное обслуживание, и при составлении единого технологического процесса не должно учитываться резервное оборудование фронта разгрузки твердого топлива (вагоноопрокидыватели, конвейеры и др.).

8.1.1.8 Аппаратура и устройства контроля, автоматического и дистанционного управления, технологических защит, блокировок и сигнализации, пожаротушения, разгрузочных и размораживающих сооружений, агрегатов и систем топливоподачи, хозяйств жидкого и газообразного топлива, а также средства диспетчерского и технологического управления должны быть в исправности и периодически проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем энергопредприятия.

8.1.2 Твердое топливо

8.1.2.1 Эксплуатация топливоподачи должна быть организована в соответствии с типовой инструкцией и другими НД, а также эксплуатационными инструкциями, утвержденными техническим руководителем энергопредприятия.

8.1.2.2 Для облегчения выгрузки топлива, особенно смерзшегося, и очистки железнодорожных вагонов энергопредприятия должны иметь специальные размораживающие сооружения, механические рыхлители, вагонные вибраторы и т.п. Процессы открытия и закрытия люков полувагонов, дробления крупных кусков и смерзшихся глыб топлива должны быть механизированы с использованием люкоподъемников, дробильно-фрезерных машин и других механизмов.

8.1.2.3 При эксплуатации вагоноопрокидывателей, размораживающих устройств, рыхлительных устройств и других средств должна быть обеспечена их надежная работа с соблюдением требований Укрзалізничці о сохранности железнодорожных вагонов.

Размораживающие устройства должны эксплуатироваться в соответствии с режимной картой и типовой инструкцией по обслуживанию.

8.1.2.4 Хранение топлива на открытых складах энергопредприятий (энергообъектов) должно быть организовано в соответствии с типовой инструкцией.

8.1.2.5 Механизмы и оборудование угольных складов должны быть в рабочем состоянии, а их производительность должна соответствовать максимальным расходам угля без учета машин и механизмов, находящихся в ремонте.

8.1.2.6 Работа грузоподъемных кранов, мостовых перегружателей при наличии трещин в металлоконструкциях, при неисправных тормозах, устройствах для предупреждения самопроизвольного движения, концевых выключателях и ограничителях перекосов запрещается.

8.1.2.7 По графикам утвержденным техническим руководителем энергопредприятия:

- основное оборудование и механизмы, имеющие резерв (вагоноопрокидыватели, нитки системы конвейеров, дробилки и др.), должны вводиться в работу попеременно;
- находящееся в резерве оборудование должно проверяться и опробоваться.

При переводе энергопредприятия на сжигание газа или жидкого топлива одна нитка топливоподачи должна быть в постоянной готовности к работе.

8.1.2.8 Оборудование для подготовки и транспортирования угля должно обеспечивать подачу к котлам дробленого и очищенного от посторонних предметов топлива.

8.1.2.9 Механизмы топливоподачи должны иметь автоматическое или дистанционное управление с центрального щита управления топливоподачи, а также управление по месту.

При эксплуатации должна быть обеспечена надежная работа блокировок, устройств защиты, сигнализации и аварийного останова для бесперебойной, надежной и безопасной работы системы топливоподачи (останов конвейеров при пробуксовке лент, переполнении пересыпных течек, неправильном выборе схемы, при останове одного из механизмов из системы и др.).

8.1.2.10 Работа оборудования и устройств топливоподачи при отсутствии или неисправном состоянии предупредительной сигнализации, необходимых ограждающих и тормозных устройств запрещается.

8.1.2.11 В галереях ленточных конвейеров, узлах пересыпки основного тракта и тракта подачи топлива со склада и в подземной части разгрузочных устройств температура воздуха в холодное время года должна поддерживаться не ниже 10 °С, а в помещении дробильных устройств (кроме нулевой отметки) не ниже 15 °С.

Температура воздуха в надземных частях разгрузочных устройств (за исключением здания вагоноопрокидывателя и других устройств с непрерывным движением вагонов) и на нулевых отметках дробильных корпусов должна поддерживаться не ниже 5 °С.

На конвейерах подачи топлива на склад при отсутствии отопительных устройств должна применяться морозостойкая лента.

8.1.2.12 Все виды твердого топлива должны подаваться в бункера сырого топлива дроблеными.

Размер кусков (крупность) топлива после дробления определяется характеристиками пылеприготовительных установок и шириной раскрытия отбирающих элементов пробоотборников.

Максимальный размер кусков топлива должен быть в 2,5 раза меньше ширины раскрытия отбирающего элемента пробоотборника.

Для обеспечения необходимого качества дробления зазоры между валками валковых дробилок, между молотками и отбойной плитой, колосниками и брусом молотковых дробилок должны периодически, в соответствии с местной инструкцией, контролироваться и регулироваться.

8.1.2.13 Перед подачей топлива в дробилки и мельницы необходимо осуществить механизированное удаление из него металла и древесных включений. На работающем конвейере металлоуловители должны быть постоянно включены.

Эксплуатация тракта топливоподачи при неработающей системе металлоулавливания, имеющих системы пылеприготовления с мелющими вентиляторами, среднеходными и молотковыми мельницами, запрещается.

Уловленные посторонние предметы необходимо постоянно удалять.

8.1.2.14 Во время эксплуатации должен обеспечиваться равномерный по ширине поток топлива, поступающего на конвейеры, дробилки и др. Должны приниматься меры (очистка, обогрев, вибрирование, отсев мелочи), исключаящие замазывание влажным топливом лент конвейеров, дробилок и др.

8.1.2.15 Устройства, устраняющие зависание топлива в бункерах и течках (оборудование для обогрева стенок, пневмо и парообрушители, вибраторы и др.), должны быть в работе или в состоянии готовности к работе.

8.1.2.16 Уплотнения узлов пересыпок, дробилок и других механизмов тракта топливоподачи, устройства для очистки лент и барабанов конвейеров, рабочие элементы плужковых сбрасывателей, аспирационные установки и другие средства обеспыливания

должны быть в исправном состоянии и периодически, не реже одного раза в неделю, проверяться. Выявленные неисправности должны устраняться в кратчайшие сроки.

8.1.2.17 Отбор единичных порций и обработка проб топлива, поступающего к котлам, должны осуществляться с применением автоматических механических пробоотборников и проборазделочных машин, соответствующих требованиям НД.

Может также применяться радиационный метод контроля качества топлива.

Пробоотборные установки должны испытываться на представительность отбора (методические испытания) после каждого случая внесения конструктивных изменений в установку, при переводе котлоагрегатов на продолжительное сжигание топлива другой марки, но не позже чем через каждые 5 лет.

В процессе эксплуатации пробоотборных установок регулярно, один раз в год, необходимо проводить технологические испытания, при которых определяется средняя масса единичной порции, погрешность отбора и др.

8.1.2.18 На конструкциях зданий внутри помещений и на оборудовании системы топливоподачи запрещается скопление пыли. Механизмы топливоподачи должны быть тщательно уплотнены и оборудованы устройствами, обеспечивающими чистоту воздуха в соответствии с санитарными нормами. Запыленность и, в необходимых случаях, загазованность в помещениях системы топливоподачи должны контролироваться по графику, утвержденному техническим руководителем энергопредприятия.

При работе аспирационных установок топливоподачи должна быть обеспечена в соответствии с нормами очистка воздуха, выбрасываемого в атмосферу.

В соответствии с НД аспирационные установки топливоподачи должны быть паспортизированы и ежегодно испытываться на эффективность.

Уборка помещений и оборудования производится по графику и должна быть в основном механизированной.

Производить гидроуборку при температуре в помещениях ниже 5 °С, а также при нарушении герметизации облицовки и швов внутренних помещений запрещается.

8.1.2.19 Техническое обслуживание и ремонт механизмов топливных складов и тракта топливоподачи должны производиться по графикам, утвержденным техническим руководителем энергопредприятия.

Контроль за техническим состоянием оборудования, зданий и сооружений должен проводиться регулярно, с периодичностью, установленной местными инструкциями и НД.

8.1.3 Жидкое топливо

8.1.3.1 Эксплуатация хозяйства жидкого топлива должна быть организована в соответствии с действующими НД, в т.ч. ГКД 34.23.501 “Мазутные хозяйства электростанций. Инструкция по эксплуатации”, ГКД 34.21.522 “Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения жидкого топлива и воды. Строительные конструкции. Инструкция по эксплуатации” и ГКД 34.09.102 “Жидкое топливо на электростанциях. Методика по инвентаризации”.

8.1.3.2 При эксплуатации хозяйства жидкого топлива должна обеспечиваться бесперебойная подача подогретого и профильтрованного топлива в количестве, соответствующем нагрузке котлов и газотурбинных установок, с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок, в соответствии с требованиями эксплуатационных инструкций котлоагрегатов.

8.1.3.3 На трубопроводы жидкого топлива, их паровые спутники, а также на резервуары должны быть составлены паспорта установленной формы.

8.1.3.4 Мазут из сливных лотков после окончания слива цистерн должен истечь полностью, а лотки в местах, где отсутствуют перекрытия, необходимо закрыть крышками. Лотки, гидрозатворы, шандоры и фильтры, установленные перед приемными емкостями, должны очищаться от отложений.

8.1.3.5 На мазутном хозяйстве должны быть следующие параметры пара: давление от 8 кгс/см^2 до 13 кгс/см^2 (0,8-1,3 МПа), температура от 200 до 250 °С.

Конденсат паровых спутников и подогревателей мазута после соответствующей очистки должен использоваться в цикле энергопредприятия.

8.1.3.6 При сливе мазута с помощью открытого пара общий расход пара из разогревающих устройств на цистерну вместимостью 50 и 60 м³ должен быть не более 900кг/ч.

Подача пара в паропроводы сливной эстакады должна осуществляться только при сливе мазута из цистерн.

8.1.3.7 На мазутосливе (в цистернах, лотках и приемных емкостях) мазут должен подогреваться до температуры, обеспечивающей нормальную работу перекачивающих насосов.

Максимальная температура мазута в приемных емкостях и резервуарах должна быть на 15 °С ниже температуры вспышки топлива, но не выше 90 °С.

8.1.3.8 Тепловая изоляция оборудования (резервуаров, трубопроводов и др.) должна быть в исправном состоянии.

8.1.3.9 Внутренний осмотр резервуаров и приемных емкостей, с устранением выявленных недостатков, должен проводиться по графику, утвержденному техническим руководством энергопредприятия, не реже одного раза в пять лет. При необходимости они должны очищаться от донных отложений.

Проверка технического состояния резервуара в объеме полного обследования должна производиться согласно графика не реже одного раза в 10 лет.

8.1.3.10 На все приемные емкости и резервуары для хранения жидкого топлива должны быть составлены градуировочные таблицы, которые утверждаются техническим руководителем энергопредприятия.

Периодическая переградуировка должна производиться в сроки, установленные НД.

8.1.3.11 По утвержденному графику должны проводиться: наружный осмотр мазутопроводов и мазутной арматуры – не реже одного раза в год, в пределах котельного отделения - один раз в квартал, выборочная ревизия арматуры – не реже одного раза в 4 года.

Наружный осмотр паровой и конденсатной арматуры должен проводиться ежеквартально, а выборочная ревизия – не реже одного раза в 2 года.

8.1.3.12 Вязкость мазута, подаваемого к котлам, не должна превышать: для механических и паромеханических форсунок 2,5 °ВУ (16 мм²/с), для паровых и ротационных форсунок 6 °ВУ (44 мм²/с).

8.1.3.13 Мазутные фильтры должны очищаться (паровой продувкой, вручную или химическим способом) при повышении их сопротивления на 50 % по сравнению с начальным (в чистом состоянии) при расчетной нагрузке.

Обжиг фильтрующей сетки при очистке запрещается.

Подогреватели мазута должны очищаться при снижении их тепловой мощности на 30% по сравнению с номинальной.

8.1.3.14 Резервные насосы, подогреватели мазута и фильтры должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску.

Проверка включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должна производиться по графику, утвержденному техническим руководством энергопредприятия, но не реже одного раза в месяц. Проверка срабатывания устройств АВР должна производиться не реже одного раза в квартал по программе и графику, утвержденными техническим руководителем энергопредприятия.

8.1.3.15 При подготовке к ремонту мазутопроводов или оборудования они должны быть надежно отключены от работающего оборудования, сдренированы и пропарены.

На отключенных участках мазутопроводов паровые или другие спутники должны быть отключены.

8.1.3.16 Перед вводом резервуара в работу после длительного хранения мазута из придонного слоя (до 0,5 м) должна быть отобрана проба мазута для анализа на влажность и приняты меры, предотвращающие попадание отстоявшейся воды и мазута большой обводненности к котлам.

8.1.3.17 По утвержденному графику, но не реже одного раза в неделю, должно проверяться действие сигнализации предельного повышения и понижения температуры, а также понижения давления топлива, подаваемого к котлам на сжигание, правильность показаний выведенных на щит управления мазутонасосной дистанционных уровнемеров и приборов для измерения температуры топлива в резервуарах и приемных емкостях.

8.1.3.18 Прием, хранение и подготовка к сжиганию других видов жидкого топлива должны осуществляться в соответствии с требованиями НД и местных инструкций. При этом должны соблюдаться следующие условия:

- прием заменителя мазута должен быть согласован с руководством энергопредприятия не менее чем за пять суток;

- в качестве заменителей мазута могут быть использованы жидкие топлива с температурой вспышки не ниже 45 °С. При поступлении топлива с температурой вспышки ниже указанной сливать его на энергопредприятии запрещается;

- не допускается использование вместо мазута кислых гудронов и жидких топлив с вязкостью выше 16 °ВУ (118 мм²/с) при 80 °С;

- при поступлении заменителей мазута и в процессе их использования должны быть выполнены дополнительные мероприятия по повышению пожарной безопасности, предусмотренные соответствующими НД.

8.1.3.19 Инвентаризация жидкого топлива должна проводиться по состоянию на первое число каждого месяца в соответствии с требованиями НД.

8.1.3.20 На оборудовании и стальных резервуарах, выводимых в резерв на длительный период (больше одного года), должны проводиться мероприятия по защите их от коррозии.

8.1.3.21 Остатки жидкого топлива, удаляемые при очистке резервуаров, лотков, приемных емкостей, фильтров, подогревателей мазута и других устройств, должны утилизироваться, а при невозможности – сжигаться в специально отведенных местах.

8.1.4 Особенности приема, хранения и подготовки к сжиганию жидкого топлива газотурбинных установок и дизельгенераторов

8.1.4.1 При сливе, хранении и подаче на сжигание жидкого топлива не должно быть допущено его обводнение. При необходимости пропарки цистерн и резервуаров после слива обводненные продукты пропарки должны подаваться в специальные резервуары.

8.1.4.2 Слив топлива должен проводиться закрытым способом. Сливные устройства, их антикоррозионные покрытия, паровые спутники, арматура и т.д. должны быть в исправном состоянии, чтобы не допускать загрязнения топлива и его застывания.

Минимальная и максимальная температуры жидкого топлива в резервуарах должны быть указаны в местных инструкциях.

8.1.4.3 Топливо из расходных резервуаров должно отбираться заборным устройством с верхних слоев.

8.1.4.4 Пробы топлива из придонных слоев резервуаров должны отбираться при инвентаризации и перед вводом резервуара в работу.

При обнаружении обводненности в придонном слое более 0,5 % должны быть приняты меры, предотвращающие попадание обводненного топлива на сжигание.

При высоте обводненного слоя выше уровня “мертвого” остатка увлажненный слой должен быть сдренирован в специальные резервуары.

8.1.4.5 Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию и дефектоскопии для определения их технического состояния.

Полное техническое обследование резервуаров газотурбинного топлива с циркуляционным способом разогрева должно проводиться не реже одного раза в 5 лет, резервуаров с паровым разогревом – ежегодно, с обязательным гидравлическим испытанием плотности внутрирезервуарных подогревателей и устранением обнаруженных дефектов и повреждений антикоррозионного покрытия.

Полное техническое обследование резервуаров для дизельного топлива должно проводиться не реже одного раза в 4 года. Частичное обследование – не реже одного раза в 2 года.

Техническое обследование должно проводиться в соответствии с ГКД 34.21.522.

8.1.4.6 После монтажа или ремонта трубопроводы жидкого топлива должны продуваться паром или сжатым воздухом, химически промываться и пассивироваться, с последующей промывкой соответственно газотурбинным или дизельным топливом в количестве, соответствующем трехкратной вместимости системы этих трубопроводов.

8.1.4.7 Вязкость топлива, подаваемого на ГТУ, должна быть не более: при применении механических форсунок – 2 °ВУ (12 мм²/с), при использовании воздушных (паровых) форсунок – 3 °ВУ (20 мм²/с).

8.1.4.8 Марка и качество топлива для дизельгенераторов должны соответствовать требованиям завода-изготовителя дизелей.

8.1.4.9 Жидкое топливо должно быть очищено от механических примесей в соответствии с требованиями заводов-изготовителей.

В местных инструкциях должно быть указано допустимое значение перепада давления на фильтрах, в случае превышения которого они должны выводиться на очистку.

8.1.4.10 Периодичность контроля качества топлива и присадок при хранении и подаче топлива на сжигание, места отбора проб и определяемые показатели качества должны быть указаны в местной инструкции.

8.1.4.11 При использовании жидких топлив, содержащих коррозионно-агрессивные элементы (ванадий, щелочные металлы и др.) в количестве, большем, чем допускается действующими государственными стандартами и техническими условиями, топливо должно быть обработано на энергопредприятии в соответствии с местными инструкциями (промывка от солей натрия и калия или добавление антикоррозионной присадки).

8.1.4.12 Каждый резервуар должен быть оснащен средствами пожаротушения и предупреждения потерь от испарения топлива.

8.1.5 Газообразное топливо

8.1.5.1 При эксплуатации газового хозяйства должны быть обеспечены:

- бесперебойная подача к горелкам котла газа необходимого давления, очищенного от посторонних примесей и конденсата, в количестве, соответствующем заданной нагрузке котлов;

- контроль количества и качества поступающего газа;

- безопасная работа оборудования;

- своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт оборудования;

- надзор за техническим состоянием оборудования и его безопасной эксплуатацией.

8.1.5.2 Система газоснабжения и эксплуатация газового хозяйства энергопредприятий должна соответствовать требованиям ДНАОП 0.00-1.20 “Правила безопасности систем газопоставки Украины”, ДБН В.2.5-20 “Газопоставки. Инженерное оборудование будинків і споруд. Зовнішні мережі і споруди“, ТИ 34-70-062 “Типовая инструкция по эксплуатации газового хозяйства тепловых электростанций, сжигающих природный газ”, и других НД.

8.1.5.3 Ввод в эксплуатацию газового хозяйства энергопредприятий разрешается при наличии акта о приемке объекта, технологических схем газопроводов, НД, инструкций и другой эксплуатационной документации по безопасному пользованию газом, плана

локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций, документов об обучении и проверке знаний инженерно-технических работников и рабочих, обслуживающих газовое хозяйство, а также приказа о назначении лиц, ответственных за газовое хозяйство.

8.1.5.4 На каждый газопровод и оборудование газового регулирующего пункта (ГРП) должны быть составлены паспорта, содержащие основные данные, характеризующие газопровод, оборудование, СИТ и помещение ГРП.

В паспорта должны заноситься также сведения о ремонте газопроводов и оборудования ГРП.

8.1.5.5 На энергопредприятиях должны быть составлены и утверждены техническим руководителем перечень газоопасных работ и инструкция, определяющая порядок подготовки и безопасность их проведения применительно к конкретным производственным условиям. Газоопасные работы должны выполняться по наряду. Лица, имеющие право выдачи нарядов на газоопасные работы, должны быть назначены приказом по энергопредприятию. Перечень газоопасных работ должен не реже одного раза в год пересматриваться и переутверждаться.

Особо опасные работы (ввод в эксплуатацию, пуск газа, присоединение газопроводов, ремонт газопроводов и оборудования “под газом”, работы в ГРП с применением сварки и газовой резки) должны проводиться по наряду и специальному плану, утвержденному техническим руководителем.

В плане работ должны быть указаны строгая последовательность проведения работ, расстановка людей, ответственные лица, потребность в материалах, механизмах и приспособлениях, предусмотрены мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность работ.

8.1.5.6 Колебания давления газа в газопроводах перед котлами котельного цеха (котельной) должны быть в пределах значений, указанных в местной инструкции, но не более $\pm 10\%$ рабочего.

Неисправности регуляторов, вызывающие колебания рабочего давления, а также выявленные утечки газа должны устраняться в аварийном порядке.

8.1.5.7 С целью избежания образования снежно-ледовых наростов в газопроводах при дросселировании и снижения вследствие этого надежности газового оборудования (арматура, фильтры и т.п.), необходимо поддерживать температуру газа выше точки росы, определенной для давления газа после регуляторов. В зависимости от относительной плотности газа в условиях эксплуатации эта температура должна быть не ниже 4 – 6 °С.

8.1.5.8 Подача газа к котлам (в котельную) по обводному газопроводу (байпасу), не имеющему регулирующего клапана, запрещается.

8.1.5.9 Проверка срабатывания защит, блокировок и сигнализации максимального и минимального давлений в газопроводе котельного цеха (котельной) после автоматических регуляторов давления должен проводиться по графику, утвержденному техническим руководителем энергопредприятия, но не реже одного раза в месяц.

8.1.5.10 Газопроводы при заполнении газом должны быть продуты до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки должно определяться анализом или сжиганием отбираемых проб. При этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1 %, а сгорание газа должно происходить спокойно, без хлопков.

Выпуск газоздушнoй смеси при продувках газопроводов должен осуществляться в места, где исключена возможность попадания её в здания, а также воспламенение от какого-либо источника огня.

Газопроводы при освобождении от газа должны быть продуты воздухом до вытеснения всего газа. Окончание продувки должно определяться анализом, при этом остаточное содержание газа в продувочном воздухе должно быть не более 20 % нижнего предела воспламенения газа.

8.1.5.11 По утвержденному графику, но не реже одного раза в 2 дня, должен проводиться обход трассы подземных газопроводов, находящихся на территории

энергообъекта. При этом должны проверяться на загазованность колодцы газопровода, а также расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопровода другие колодцы (телефонные, водопроводные, теплофикационные, канализационные), подвалы зданий и другие помещения, в которых возможно скопление газа.

Для обслуживания подземных газопроводов должны быть составлены и выданы на руки обходчикам маршрутные карты с присвоенными им номерами. В каждой из них должны быть указаны схема трассы газопроводов и их длина, а также колодцы подземных коммуникаций и подвалов зданий, расположенных на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопровода.

8.1.5.12 Наличие газа в подвалах, шахтах, колодцах и других подземных сооружениях должно проверяться газоанализатором во взрывозащищенном исполнении.

Анализ проб воздуха в подвалах зданий может производиться непосредственно в подвале газоанализаторами взрывозащищенного исполнения, а при отсутствии их - путем отбора пробы воздуха из подвала и анализа её вне здания.

При отборе проб воздуха из шахт, колодцев и других подземных сооружений спускаться в них запрещается.

При нахождении в подвале, а также у колодцев, шахт и других подземных сооружений курить и пользоваться открытым огнем запрещается.

8.1.5.13 При обнаружении загазованности в каком либо сооружении на трассе должны быть дополнительно проверены подземные сооружения, подвалы в радиусе 50 м от обнаруженного места утечки и организовано проветривание загазованных помещений подвалов, первых этажей зданий и подземных сооружений.

При обнаружении загазованности подвалов дополнительно должны быть предупреждены люди, находящиеся в зданиях, о недопустимости курения, пользования открытым огнем и электроприборами.

Одновременно с проветриванием сооружений и подвалов должны быть приняты неотложные меры к выявлению и устранению утечек газа.

8.1.5.14 Проверка плотности подземных газопроводов и состояния их изоляции должна быть организована по графику, в зависимости от условий эксплуатации газопроводов, но не реже одного раза в 5 лет с помощью приборов без вскрытия грунта. Результаты проверки должны заноситься в паспорт газопроводов и учитываться при определении объемов и сроков их ремонта.

8.1.5.15 Проверка плотности соединений газопроводов, отыскание мест утечек газа на газопроводах, в колодцах и помещениях должны выполняться с использованием мыльной эмульсии.

Применение огня для обнаружения утечек газа запрещается.

Все обнаруженные на действующих газопроводах неплотности и неисправности должны немедленно устраняться.

8.1.5.16 Осмотр арматуры газопроводов должен быть организован по графику, но не реже одного раза в год. По результатам осмотра должны быть определены вид и сроки ремонта арматуры.

8.1.5.17 Внешний и внутренний осмотр помещений ГРП с отбором и анализом проб воздуха на загазованность на уровне 0,25 м от пола и 0,4-0,7 м от потолка должны производиться ежедневно в дневную смену.

Помещения ГРП, котельных цехов и котельных должны быть снабжены приборами постоянного контроля загазованности.

8.1.5.18 Техническое обслуживание газового оборудования в объеме, утвержденном техническим руководством энергопредприятия, должно быть организовано по графику, но не реже одного раза в месяц, а ГРП не реже одного раза в 6 месяцев. Плановый ремонт должен проводиться не реже одного раза в год с разборкой регуляторов давления, предохранительных клапанов, фильтров, если в паспорте заводов-изготовителей не

указаны другие сроки. Очистка фильтра должна осуществляться также при достижении предельно допустимого значения перепада давления, которое указывается в инструкциях.

Корпус фильтра после выемки фильтрующей кассеты должен тщательно очищаться. Разборка и очистка кассеты должны производиться вне помещения.

8.1.5.19 Проверка настройки и действия предохранительных устройств (запорных и сбросных), а также авторегуляторов должна производиться перед пуском газа, после длительного (более 2 мес.) простаивания оборудования, а также при эксплуатации не реже одного раза в 2 месяца, если в инструкции завода-изготовителя не указаны другие сроки.

8.1.5.20 Ремонт устройств вентиляции, сети освещения и телефона должен проводиться немедленно после выявления их неисправности.

8.1.5.21 Ремонт установки электрохимической защиты подземных газопроводов должен быть организован по графику, но не реже одного раза в год.

8.1.5.22 На переездах, где расположены газопроводы, перед проведением капитального ремонта или реконструкции дорожного покрытия газопроводы независимо от срока их предыдущей ревизии и ремонта должны осматриваться и при необходимости ремонтироваться.

8.1.5.23 Газопроводы должны регулярно (по графику) дренироваться через специальные штуцера, устанавливаемые в нижних точках газопроводов. Отвод из газопровода жидкости (конденсата) в канализацию запрещается. Конденсат должен собираться в специальные емкости и утилизироваться.

8.1.5.24 Подача и сжигание на энергопредприятиях доменного и коксового газов должны быть организованы в соответствии с требованиями правил безопасности в газовом хозяйстве предприятий черной металлургии.

8.1.5.25 Особенности эксплуатации при подаче и сжигании газогенераторного и сбросно-технологического влажного и сернистого газа (содержащего меркаптаны или сероводород) должны определяться проектом и инструкцией.

8.2 Пылеприготовление

8.2.1 При эксплуатации пылеприготовительных установок должна быть обеспечена бесперебойная подача к горелкам котла угольной пыли требуемой тонкости и влажности в количестве, соответствующем нагрузке котла.

Все исправные пылесистемы с прямым вдуванием при нагрузке котла в диапазоне 60-100 % номинальной, как правило, должны быть в работе. Режим работы пылесистем должен быть организован в соответствии с режимной картой, разработанной на основе заводских характеристик и испытаний пылесистем и котла, утвержденной техническим руководителем энергопредприятия.

8.2.2 Перед пуском и включением в работу вновь смонтированной или реконструированной пылеприготовительной установки, а также после ремонта или нахождения в резерве более 3 суток всё её оборудование должно быть осмотрено, проверена исправность СИТ, устройств дистанционного управления, защит, сигнализации, блокировок и автоматики.

8.2.3 Перед пуском вновь смонтированной или реконструированной пылеприготовительной установки, независимо от вида размалываемого топлива, в целях выявления мест возможных отложений пыли и их устранения должен быть проведен внутренний осмотр оборудования пылесистемы с вскрытием всех люков и лазов.

Открытие люков и лазов, а также внутренний осмотр оборудования пылесистемы должны выполняться с соблюдением всех правил безопасности, предусматриваемых инструкцией.

Контрольный внутренний осмотр оборудования пылесистемы с составлением акта должен быть проведен не позднее чем через 2000 ч работы пылесистемы специальной комиссией, назначаемой руководителем энергопредприятия.

8.2.4 Для предупреждения конденсации влаги и налипания пыли на элементах оборудования перед пуском должен быть обеспечен прогрев пылесистемы, режим которого должен быть установлен инструкцией.

8.2.5 На пылеприготовительных установках должны быть включены и находиться в исправном состоянии измерительные приборы, регуляторы, устройства сигнализации, защиты, блокировки. Приборы, используемые при измерении температуры в системах контроля, автоматики, защиты, сигнализации должны быть малоинерционными или средней инерционности, что регламентируется техническими условиями на их поставку.

8.2.6 При эксплуатации пылесистем должен быть организован контроль за следующими параметрами, процессами, показателями и состоянием оборудования:

- непрерывной подачей топлива в мельницы без останова питателя сырого угля или работы его без топлива;

- уровнями в бункерах сырого угля и пыли для предотвращения снижения или увеличения уровня против предельных значений, указанных в инструкции;

- температурой сушильного агента и пылегазовоздушной смеси на выходе из подсушивающих и размольных установок, не допуская её повышения сверх контрольных значений, указанных в таблице 8.1;

Таблица 8.1

Группа топлив по выходу горючих летучих	Температура пылегазовоздушной смеси, °С					
	Установки с прямым вдуванием при сушке				Установки с пылевым бункером при сушке	
	воздухом		дымовыми газами		Воздухом*	дымовыми газами**
	системы с молотковыми мельницами	системы со среднеходными мельницами	системы с молотковыми мельницами	Системы с мельницами-вентиляторами		
Антрацитовый штыб	не нормируется					
Тощий уголь	180	150	-	-	130	150
Каменный уголь с выходом летучих веществ 20 – 30 %	110	100	-	-	75	-
Каменный уголь с выходом летучих веществ более 30 %	100	90	180	220	70	120
Бурый уголь	100	-	180	-	-	-
Сланцы	100	-	180	-	-	-
Лигниты	-	-	-	220	-	-
Торф	80	-	150	150	-	-

* При сушке воздухом температура смеси определяется за мельницей.

** При сушке дымовыми газами:

- для схем с ШБМ температура смеси определяется за мельницей, при других типах мельниц - за сепаратором;
- содержание кислорода в конце установки не должно превышать 16 % (без учета испаренной влаги топлива) во всех режимах работы. В случае превышения содержания кислорода более 16% в любом из режимов или при обрывах подачи топлива температура пылегазовой смеси не должна превышать значений, принятых при сушке воздухом.

- температурой пыли в бункере во всех режимах работы установки, не допуская её превышения (по условиям взрывобезопасности) сверх значений, указанных в таблице 8.1 для температур пылевоздушной смеси;

- уровнем вибрации и температурой масла в блоках подшипников;

- исправностью предохранительных клапанов;

- состоянием изоляции и плотностью всех элементов пылесистемы (выбивание пыли должно быть немедленно устранено);

- током электродвигателей оборудования пылесистемы;
- давлением сушильного агента перед подсушивающим устройством или мельницей, перед и за мельничным вентилятором и мельницей-вентилятором;
- сопротивлением шаровых барабанных и среднеходных мельниц;
- содержанием кислорода в сушильном агенте в конце установки при сушке дымовыми газами (в местах, предусмотренных РД 34.03.352 “Правила взрывобезопасности топливоподачи и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива”);
- расходом сушильного агента на пылесистемах с прямым вдуванием с молотковыми и среднеходными мельницами;
- тонкостью пыли, кроме установок с прямым вдуванием.

Контроль работы пылесистем с нетипичными узлами (например, подачей концентрированной подачи пыли в горелки) должен осуществляться в соответствии с требованиями инструкций. В системах с подачей пыли высокой концентрации под давлением не должно допускаться проникновение транспортирующего воздуха в бункер пыли.

В случае размола разных марок топлив температуры пылегазовоздушной смеси принимаются как для топлива с большим выходом летучих веществ.

8.2.7 После пуска новых или реконструированных пылеприготовительных установок, а также после капитального ремонта должны проводиться отбор проб пыли для гранулометрического анализа и измерения основных показателей для составления новой или корректировки действующей режимной карты.

8.2.8 Контроль за тонкостью пыли при эксплуатации пылеприготовительных установок с бункером пыли должен осуществляться на основании анализа проб пыли, отбираемых из-под циклона с частотой, устанавливаемой инструкцией.

В установках с прямым вдуванием тонкость пыли должна контролироваться косвенным путем по количеству сушильного агента, поступающего на мельницу, и по положению регулирующих органов сепаратора.

8.2.9 В случае размола непроектных топлив и топлив ухудшенного качества:

- а) тонина помола готовой пыли должна быть на уровне, рекомендованном для менее реакционного топлива;
- б) температура сушильного агента и пылевоздушной смеси на выходе из подсушивающих и размольных установок должна обеспечивать оптимальную влажность и температуру готовой пыли;
- в) если сушильная производительность пылесистемы меньше размольной, принимается сушильная производительность и разрабатываются мероприятия по увеличению её до размольной.

8.2.10 Контроль и устранение присосов воздуха в пылесистемах должны быть организованы по графику, утвержденному техническим руководителем энергопредприятия, но не реже одного раза в месяц, а также после капитального или среднего ремонта и длительного нахождения в резерве или консервации.

Присосы воздуха в пылесистемы должны быть не выше значений, приведенных в таблице 8.2, выраженных в процентах от расхода сухого сушильного агента на входе в установку без учета испаренной влаги топлива.

Таблица 8.2

Расход сушильного агента, тыс.м ³ /ч	Присосы воздуха в пылесистемы, %				
	Пылесистемы с бункером пыли при сушке				Пылесистемы прямого вдувания с мельницами – вентиляторами
	Воздушной и газовоздушной в случае установки перед мельницами дымососов рециркуляции		газовоздушной с забором газов из газоходов за счет разрежения, создаваемого мельничным вентилятором		
	с ШБМ	с мельницами других типов	с ШБМ	с мельницами других типов	при газовоздушной

					сушке
до 50	30	25	40	35	40
51 – 100	25	20	35	30	35
101 – 150	22	17	32	27	30
более 150	20	15	30	25	25

В пылесистемах с прямым вдуванием пыли при воздушной сушке значения присосов не определяются, а плотность установки должна проверяться путем ее опрессовки.

8.2.11 В разомкнутых пылеприготовительных (сушильных) установках по графику, утвержденному техническим руководителем энергопредприятия, должно контролироваться состояние и аэродинамическое сопротивление устройств для очистки отработавшего сушильного вентилирующего агента (циклонов, фильтров, скрубберов).

В соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем энергопредприятия, а также после капитального ремонта или реконструкции должна проверяться эффективность очистки от пыли отработавшего сушильного агента.

8.2.12 Для предупреждения слеживания пыли в бункерах она должна периодически сбрасываться до минимального уровня. Периодичность сбрасывания должна быть установлена инструкцией.

В зависимости от способности пыли к слеживанию и к самовозгоранию должен быть установлен решением технического руководства энергопредприятия предельный срок ее хранения в бункерах.

В каждом случае остановка пылесистем на срок, превышающий предельный срок хранения пыли в бункерах, при переводе котлов на длительное сжигание газа или мазута, перед капитальным ремонтом котла, а также выводом в длительный резерв или консервацию пыль должна быть полностью сброшена в топку работающего котла, бункера осмотрены и очищены.

Шнеки и другие устройства для транспортировки пыли перед остановом должны быть освобождены от находящейся в них пыли путем спуска ее в бункера.

8.2.13 Бункера сырого топлива, склонного к зависанию и самовозгоранию, должны периодически, но не реже одного раза в 10 суток, сбрасываться до минимально допустимого уровня.

При переходе на длительное сжигание газа и мазута бункера сырого топлива должны быть полностью опорожнены.

8.2.14 Для поддержания оптимальной шаровой загрузки барабанных мельниц должна быть организована регулярная добавка шаров диаметром 40 мм с твердостью не ниже 400 НВ, прошедших соответствующую термическую обработку.

Периодичность добавки шаров должна быть такой, чтобы фактическая шаровая загрузка снижалась не более чем на 5 % оптимальной.

Сортировка шаров должна производиться не реже, чем через 2500-3000 часов работы мельницы. Загрузка шаров в барабаны и их сортировка должны быть механизированы.

Во время ремонта и сортировки шары диаметром менее 15 мм должны быть удалены из барабана мельницы.

8.2.15 Систематически по графику, утвержденному техническим руководителем энергопредприятия, должны осматриваться изнашивающиеся элементы оборудования пылеприготовительных установок (била, билдержатели, броня, рабочие колеса, валки, уплотнения и т.п.) и при необходимости заменяться или ремонтироваться. Должны также поддерживаться в исправности защитные устройства, устанавливаемые на быстроизнашивающихся участках (коленах пылепроводов, течках сепараторов и т.п.).

8.2.16 Сварочные работы в помещениях пылеприготовительных установок допускаются только на тяжелых и громоздких деталях неработающих установок после освобождения их от пыли при соблюдении мер, предусмотренных НАПБ В.05.018-85/111

“Инструкция о мерах пожарной безопасности при выполнении сварочных работ и других огневых работ на энергообъектах Минэнерго Украины”.

8.2.17 В помещениях пылеприготовительных установок должна соблюдаться чистота, регулярно проводится тщательная уборка, удаление пыли со стен, подоконников, перекрытий, лестниц, поверхностей оборудования и с других мест отложения пыли. Особое внимание должно обращать на предотвращение накопления пыли на горячих поверхностях оборудования и трубопроводах. Уборка помещений должна быть механизированной, без взвешивания пыли. Ручную уборку пыли разрешается выполнять лишь после предварительного увлажнения пыли путем разбрызгивания воды.

Графики и объемы работ по уборке должны быть установлены инструкцией.

Сметать или тушить тлеющий очаг в помещении или внутри оборудования струей воды, огнетушителем либо другим способом, могущим вызвать взвешивание пыли, запрещается.

8.3 Паровые и водогрейные котельные установки

8.3.1. При эксплуатации котлов должны быть обеспечены:

- надежность и безопасность работы всего основного и вспомогательного оборудования;
- номинальная производительность котлов, параметры и качество пара и воды;
- экономичный режим работы, установленный на основании испытаний и заводских инструкций;
- регулировочный диапазон нагрузок, минимально и максимально допустимые нагрузки, определенные для каждого типа котла и вида сжигаемого топлива;
- допустимые величины выбросов вредных веществ в атмосферу.

8.3.2 Вновь вводимые в эксплуатацию котлы давлением 100 кгс/см² (10 МПа)* и выше должны после монтажа подвергаться химической очистке совместно с основными трубопроводами и другими элементами пароводяного тракта. Котлы давлением ниже 100 кгс/см² (10 МПа)* и водогрейные котлы перед вводом в эксплуатацию должны подвергаться щелочению.

Непосредственно после химической очистки или щелочения котлов должны быть приняты меры к защите очищенных поверхностей от стояночной коррозии.

Перед вводом котла в эксплуатацию после монтажа, а также после замены трубных элементов пароперегревательного тракта в процессе капитального и среднего ремонтов в объеме более 5% должна быть проведена продувка пароперегревательного тракта и паропроводов.

8.3.3 Перед пуском котла из ремонта или после длительного нахождения в резерве (более 30 суток) должны быть проверены исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования, СИТ, средств дистанционного управления арматурой и механизмами, авторегуляторов, защит, блокировок и средств оперативной связи. Выявленные неисправности должны быть устранены.

При неисправности защит и блокировок, действующих на останов котла, пуск его запрещается.

8.3.4 Перед пуском котла после нахождения в оперативном состоянии консервации (далее - консервации) должны проводиться мероприятия по проверке работоспособности и готовности к пуску в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации котла.

8.3.5 Пуск котла должен быть организован под руководством начальника смены или старшего машиниста, а после капитального или среднего ремонта, длительного нахождения в резерве или консервации (30 суток и более), - под руководством начальника цеха или его заместителя.

До розжига горелок должен быть проведен руководителем пуска инструктаж персонала, участвующего в пуске котла, а также лаборантов химического цеха по правилам безопасности с записью в оперативном журнале машиниста котла.

8.3.6 Перед пуском барабанный котел должен быть заполнен деаэрированной питательной водой.

Прямоточный котел должен быть заполнен питательной водой, качество которой должно соответствовать указаниям инструкции по эксплуатации в зависимости от схемы обработки питательной воды.

8.3.7 Заполнение неостывшего барабанного котла для проведения пуска разрешается при температуре металла верха опорожненного барабана не выше 160 °С.

Если температура в какой-либо точке барабана превышает 140 °С, то заполнение его водой для гидравлической опрессовки запрещается.

* Здесь и далее приведены номинальные значения давления пара на выходе из котла согласно ГОСТ 3619 "Котлы паровые стационарные. Типы и основные параметры".

8.3.8 Заполнение водой прямоточного котла, удаление из него воздуха, а также операции по промывке от загрязнений должны проводиться на участке до встроенных в тракт котла задвижек при сепараторном режиме пуска или по всему тракту при прямоточном режиме пуска.

Растопочный расход воды должен быть равен 30% номинального. Другое значение растопочного расхода может быть определено лишь инструкцией завода-изготовителя или инструкцией по эксплуатации, скорректированной на основании результатов испытаний.

8.3.9 Расход сетевой воды перед розжигом горелок водогрейного котла должен быть установлен и поддерживаться в дальнейшей работе не ниже минимально допустимого, определенного заводом-изготовителем для каждого типа котла.

8.3.10 При пуске прямоточных котлов блочных установок давление перед встроенными в тракт котла задвижками должно поддерживаться на уровне 120-130 кгс/см² (12-13 МПа) для котлов с рабочим давлением 140 кгс/см² (14 МПа) и 240-250 кгс/см² (24-25 МПа) для котлов на сверхкритическое давление.

Изменение этих значений или пуск на скользящем давлении допускается по согласованию с заводом-изготовителем на основе специальных испытаний.

8.3.11 Перед пуском и после останова котла топка и газоходы, включая рециркуляционные, должны быть провентилированы дымососами, дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции при открытых шибергах газовоздушного тракта и закрытых шибергах газовойдуховодов сушильного агента к мельницам на протяжении 10-15 мин с расходом воздуха не менее 25 % номинального.

Условия, обеспечивающие необходимый объем воздуха при вентиляции должны указываться в инструкции.

Вновь проектируемые котлы должны быть оборудованы расходомерами воздуха.

Одновременно с вентиляцией котла должен быть провентилирован "теплый ящик".

Вентиляция котлов, работающих под наддувом, и водогрейных котлов при отсутствии дымососов должна осуществляться дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции.

Перед пуском котлов из неостывшего состояния при сохранившемся избыточном давлении в пароводяном тракте вентиляция должна начинаться не ранее чем за 15 мин до розжига горелок.

Допускается сокращение продолжительности вентиляции топочной камеры и газоходов для котлов, оборудованных автоматической системой пуска, при наличии гарантии завода-изготовителя котла с расчетом кратности обмена воздуха.

Вентиляция системы пылеприготовления осуществляется во время растопки котла расходом сушильного агента, превышающим на 25% расчетное значение. Сброс

сушильного агента в топку производится только при работающих растопочных устройствах в соответствии с указаниями инструкции. Запрещается сброс запыленного сушильного агента мельничных систем в недостаточно прогретую топку пускаемого котла, а также в топку остановленного котла.

8.3.12 Перед пуском котла на газе должна быть проведена контрольная опрессовка газопроводов котла воздухом и проверена герметичность закрытия запорной арматуры перед горелками в соответствии с ДНАОП 0.00-1.20 и ТИ 34-70-062.

8.3.13 При розжиге горелок котлов с уравновешенной тягой должны быть включены дымосос и дутьевой вентилятор, а котлов, работающих под наддувом (без дымососов), - дутьевой вентилятор.

8.3.14 С момента начала растопки горелок должен быть организован контроль за уровнем воды в барабане.

Продувка верхних водоуказательных приборов должна выполняться:

- для котлов давлением 40 кгс/см² (4 МПа) и ниже - при избыточном давлении в котле около 1 кгс/см² (0,1 МПа) и перед подключением к общему паропроводу;

- для котлов давлением более 40 кгс/см² (4 МПа) - при избыточном давлении в котле 3 кгс/см² (0,3 МПа) и при давлении 15 - 30 кгс/см² (1,5 - 3 МПа).

Сниженные указатели уровня воды должны быть сверены с водоуказательными приборами в процессе пуска котла (с учетом поправок).

8.3.15 Пуск котла из различных тепловых состояний должен выполняться в соответствии с графиками пуска, составленными на основе инструкции завода-изготовителя и результатов испытаний котла в пусковых режимах.

8.3.16 В процессе пуска котла из холодного состояния, после капитального и среднего ремонта, но не реже одного раза в год, должно проверяться по реперам тепловое перемещение экранов, барабанов и коллекторов.

8.3.17 Если до пуска котла на нём проводились работы, связанные с разборкой фланцевых соединений и лючков, то при избыточном давлении 3-5 кгс/см² (0,3-0,5 МПа) на них должны быть подтянуты болтовые соединения.

Подтяжка болтовых соединений при большем давлении запрещается.

8.3.18 При пусках и остановках барабанных котлов должен быть организован контроль за температурным режимом барабана. Скорость прогрева, охлаждения и разница температур между верхней и нижней образующими барабана не должны превышать допустимых значений:

скорость прогрева при пуске котла 30 °С/10мин;

скорость остывания при остановке котла 20 °С/10мин;

разница температур при пуске 60 °С;

разница температур при остановке 80 °С.

8.3.19 Подключение котла к общему паропроводу должно проводиться после дренирования и прогрева соединительного паропровода; давление пара при этом должно быть равным давлению в общем паропроводе или отличаться от него не более чем на 0,5 кгс/см² (0,05 МПа).

8.3.20 Переход на сжигание твердого топлива (начало подачи в топку пыли) на котлах, работающих на топливах с выходом летучих менее 15 %, разрешается при тепловой нагрузке топки на растопочном топливе не менее 30 % номинальной. При работе на топливах с выходом летучих более 15 % разрешается подача пыли при меньшей тепловой нагрузке, устанавливаемой местной инструкцией, исходя из обеспечения устойчивого воспламенения и горения пыли.

Полное отключение растопочного топлива производить при тепловой нагрузке, установленной на основании указаний инструкции.

В случае оснащения котлов специальными растопочными горелками, работающими на твердом топливе, переход на сжигание твердого топлива должен выполняться согласно инструкции по эксплуатации, составленной на основании испытаний.

8.3.21 При пуске котла после кратковременного простоя (до 30 мин) разрешается переход на сжигание твердого топлива с выходом летучих менее 15 % при тепловой нагрузке не ниже 15 % номинальной.

8.3.22 Работа котла в установившемся режиме должна строго отвечать режимной карте и обеспечивать:

- высокую надежность с максимальной экономичностью;
- расчетные параметры пара;
- минимальные выбросы вредных веществ в окружающую среду.

8.3.23 Режимная карта котла должна разрабатываться и корректироваться на основании результатов режимно-наладочных испытаний.

8.3.24 Режимно-наладочные испытания котла, корректировка режимной карты должны проводиться специализированной организацией, имеющей лицензию на выполнение указанных работ, не реже одного раза в 3 года, а также в случаях:

- после реконструкции котла;
- изменения способа сжигания топлива;
- изменения марки и вида топлива;
- совместного сжигания разных марок и видов топлива;
- изменения технического состояния котла и качества топлива, а также отклонения основных параметров от расчетных (проектных), приводящих к изменению экономичности более чем на 2 % и увеличению выбросов вредных веществ в атмосферу более чем на 10 %.

После среднего и капитального ремонта проводятся экспресс-испытания для оценки эффективности выполнения ремонтов.

Котлы должны быть оборудованы необходимыми приспособлениями для проведения эксплуатационных испытаний.

8.3.25 Предельные значения концентраций выбросов NO_x и CO определяются действующими нормативно-правовыми актами.

При выбросах вредных веществ в атмосферу более 75 кг/ч должен проводиться автоматический непрерывный контроль.

8.3.26 При работе котла должны поддерживаться режимы, обеспечивающие поддержание допустимых температур пара в каждой ступени и каждом потоке первичного и промежуточного пароперегревателей.

8.3.27 Верхний предельный уровень воды в барабане при работе котла должен быть не выше, а нижний предельный уровень не ниже значений уровней, устанавливаемых на основе данных завода-изготовителя или испытаний котла.

8.3.28 Поверхности нагрева котельных установок с газовой стороны должны содержаться в эксплуатационно чистом состоянии путем поддержания оптимальных топочных режимов и применения механизированных систем комплексной очистки (паровые или водяные аппараты, устройства импульсной очистки, виброочистки, дробеочистки и т.п.). Предназначенные для этого устройства, а также средства дистанционного и автоматического управления ими должны быть в постоянной готовности к работе.

Периодичность и технология очистки поверхностей нагрева должна быть регламентирована графиком и инструкцией.

8.3.29 При работе котлов, как правило, должны быть включены все тягодутьевые машины. Длительная работа при отключенной части тягодутьевых машин допускается при условии обеспечения равномерного газовоздушного и теплового режима по сторонам котла. При этом должна быть обеспечена равномерность распределения воздуха между горелками и недопустимость перетока воздуха (газов) через остановленный вентилятор (дымосос).

8.3.30 На котлах, сжигающих в качестве основного топлива мазут с содержанием серы более 0,5 %, его сжигание в регулировочном диапазоне нагрузок должно

осуществляться, как правило, с коэффициентом избытка воздуха на выходе из топки не более 1,03.

В этом случае обязательным является выполнение установленного комплекса мероприятий по переводу котлов на этот режим (подготовка топлива, применение соответствующих конструкций горелочных устройств и форсунок, уплотнение топки, оснащение котла дополнительными приборами контроля и средствами автоматизации процесса горения).

8.3.31 Мазутные форсунки перед установкой в горелки должны быть опробованы на водяном стенде для определения их производительности, качества распыливания и угла раскрытия факела. Разница производительности отдельных форсунок в комплекте, устанавливаемом на котел, должна быть не более 1,5%. Каждый котел должен быть обеспечен запасным комплектом проверенных на стенде (тарированных) основных и растопочных форсунок.

Применение не проверенных на стенде (нетарированных) форсунок запрещается.

8.3.32 Работа мазутных форсунок, в том числе растопочных, без организованного подвода к ним воздуха запрещается. При эксплуатации форсунок и паромазутопроводов в пределах котлов должны быть выполнены условия, исключающие попадание мазута в паропровод.

8.3.33 При эксплуатации котлов температура воздуха, поступающего в воздухоподогреватель, должна быть не ниже значений, приведенных в таблице 8.3.

Таблица 8.3

Вид топлива	Температура воздуха, °С	
	Трубчатый воздухоподогреватель	регенеративный воздухоподогреватель
Бурые угли ($S_{пр} \leq 0,4 \%$), торф, сланцы	50	30
Бурые угли ($S_{пр} > 0,4 \%$)	80	60
Каменные угли ($S_{пр} > 0,4 \%$)	60	50
Каменные угли ($S_{пр} \leq 0,4 \%$)	30	30
Антрациты	30	30
Мазут с содержанием серы более 0,5 %	110	70
Мазут с содержанием серы 0,5 % и менее	90	50

В зависимости от содержания серы в мазуте, расчетные значения температуры уходящих газов для номинальной нагрузки котла должны поддерживаться в соответствии с требованиями РД 34.26.105 “Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов”, приведенными в таблице 8.4.

Таблица 8.4

Наименование параметра	Значение			
	< 1,0	> 1,1-2,0	> 2,1-3,0	> 3,0
Содержание серы, %				
Температура уходящих газов, °С	140	150	160	165

В рабочем диапазоне нагрузок температура уходящих газов не должна снижаться более чем на 10°С от температуры для номинальной нагрузки.

В случае сжигания мазута с предельно малым коэффициентом избытка воздуха на выходе из топки (не более 1,03) или применения эффективных антикоррозионных средств (присадок, материалов, покрытия) температура воздуха перед воздухоподогревателями может быть снижена против указанных значений и установлена на основании испытаний и опыта эксплуатации.

Если перед переходом на сжигание природного газа сжигался мазут или твердое топливо, необходимо:

- провести тщательную очистку поверхностей нагрева, особенно воздухоподогревателей;
- поддерживать не менее одних суток температуру предварительного подогрева воздуха на уровне, установленном для предыдущего топлива.

При сжигании смеси топлив (газ-твердое топливо, мазут-твердое топливо) температура предварительного подогрева воздуха должна быть на уровне средневзвешенной относительно доли сжигаемых топлив. Значения температуры должны быть указаны в инструкции по эксплуатации котлов.

При сжигании смеси природного газа и мазута температура предварительного подогрева воздуха должна быть такой, как для соответствующей марки мазута, если доля мазута более 20 %.

Температура воздуха на всасе дутьевых вентиляторов водогрейных котлов должна быть не ниже 5 °С.

Пуск котла на сернистом мазуте должен проводиться с предварительно включенной системой подогрева воздуха (калориферы, система рециркуляции горячего воздуха).

Температура воздуха перед воздухоподогревателем в начальный период растопки на мазуте должна быть не ниже 90 °С.

8.3.34 Для новых котлов горелки должны снабжаться формулярами и паспортами, выдаваемыми предприятиями изготовителями, в которые вносятся конструктивные изменения, произведенные в процессе их модернизации или ремонта.

8.3.35 Все котлы, сжигающие твердое топливо в пылевидном состоянии с потерями тепла от механического недожога, превышающими 0,5 %, должны быть оборудованы постоянно действующими устройствами для отбора проб уноса золы в целях контроля за указанными потерями.

Периодичность отбора проб уноса должна быть установлена местной инструкцией, но не реже одного раза в смену при сжигании антрацитового штыба (АШ) и тощих углей и не менее одного раза в сутки при сжигании других марок топлив.

8.3.36 Обмуровка котлов должна быть в исправном состоянии, температура поверхности обмуровки должна быть не более 55 °С при температуре окружающей среды не более 25 °С.

8.3.37 Ограждения топки и газоходов котла должны обеспечивать приемлемую плотность с минимальными присосами воздуха.

Контроль и устранение присосов воздуха в топку и газовый тракт котла должны быть организованы по графику, утвержденному техническим руководителем энергопредприятия.

8.3.38 Нормы присосов холодного воздуха для топки и конвективных газоходов применительно к котлам, работающим под разрежением, не должны превышать значений, приведенных в таблице 8.5.

Таблица 8.5

Типы котлов, их элементы, участки газового тракта	Присосы, %
1 Топка и газовый тракт до выхода из пароперегревателя:	
Паровые газомазутные котлы паропроизводительностью до 420 т/ч	5
Паровые газомазутные котлы паропроизводительностью выше 420 т/ч	3
Паровые пылеугольные котлы паропроизводительностью до 420 т/ч	8
Паровые пылеугольные котлы паропроизводительностью выше 420 т/ч с П-образной компоновкой	5
Паровые пылеугольные котлы паропроизводительностью выше 420 т/ч с Т-образной компоновкой	10
2 Газовый тракт на участке от выхода из пароперегревателя до дымососов (без учета золоуловителей):	
для котлов с трубчатыми воздухоподогревателями	10
для котлов с РВП	20
3 Газовый тракт котлов одинаковой паропроизводительности на участке от выхода	

Типы котлов, их элементы, участки газового тракта	Присосы, %
из пароперегревателя до выхода из дымососов:	
для котлов с двумя РВП	20
для котлов с тремя РВП	25
4 Газовый тракт пылеугольных водогрейных котлов на участке от входа в воздухоподогреватель до выхода из дымососа (без учета золоулавливающих устройств)	10
5 Топка и газовый тракт газомазутных водогрейных котлов	5
6 Электрофильтры	10
7 Золоулавливающие установки других типов	5
8 Газоходы на участке от дымососа до дымовой трубы на каждые 10 м длины газохода:	
Металлические	1
Бетонные, кирпичные	2

Топки и газоходы котлов с цельносварными экранами должны быть без присосов.

Перетоки воздуха в регенеративные воздухоподогреватели (РВП) котлов, работающих под наддувом, не должны превышать норм присосов для условий работы котла под разрежением.

Утечки дымовых газов через неплотности топок и газоздушных трактов котлов, работающих под наддувом, не должны приводить к загазованности помещений выше установленных санитарных норм.

Нормы присосов воздуха в топку и газовый тракт котельных установок, отработавших установленный ресурс (наработку) и сроки эксплуатации могут быть уточнены и скорректированы на основании обоснованных материалов и результатов испытаний.

Нормы присосов в таблице даны в долях от теоретически необходимого количества воздуха для номинальной паропроизводительности котлов.

8.3.39 Плотность ограждающих поверхностей котла и газоходов должна контролироваться путем осмотра и определения присосов воздуха один раз в месяц. Присосы в топку должны определяться не реже одного раза в год, а также до и после среднего и капитального ремонтов. Неплотности топки и газоходов должны быть устранены.

8.3.40 Внутренние отложения из поверхностей нагрева котлов должны удаляться водными отмывками во время пусков и остановов или химическими очистками.

Периодичность химических очисток должна быть определена инструкциями и по результатам количественного анализа внутренних отложений.

Работа котлов с количеством внутренних отложений, превышающих предельные значения, не допускается.

8.3.41 Спуск воды из остановленного котла с естественной циркуляцией разрешается после снижения давления в нем до атмосферного, а при наличии вальцовочных соединений - при температуре воды не выше 80 °С. В котлах, имеющих устройства для охлаждения барабана, допускается спуск воды после снижения давления до 10 кгс/см² (1 МПа). Из остановленного прямоточного котла разрешается спускать воду при давлении выше атмосферного. Верхний предел этого давления должен быть установлен инструкцией в зависимости от системы дренажей и расширителей.

При каждом останове энергоблоков на время более суток должно производиться тщательное дренирование и обеспаривание первичного и вторичного тракта энергоблоков с вакуумной сушкой.

8.3.42 Подпитывать остановленный котел с дренированием воды в целях ускорения охлаждения барабана запрещается.

8.3.43 При останове котлов в резерв после вентиляции топки и газоходов в течение 10-15 мин тягодутьевые машины должны быть остановлены; все шиберы на

газовоздуховодах, лазы и лючки, а также направляющие аппараты тягодутьевых машин должны быть плотно закрыты.

Положение шиберов и направляющих аппаратов тягодутьевых машин во время простаивания котла в резерве или консервации зависит от метода подогрева наружных поверхностей нагрева котла и регламентируется инструкцией.

8.3.44 В зимний период на котле, находящемся в резерве или ремонте, должен быть установлен контроль за температурой воздуха в наиболее холодных участках котлотурбинного цеха (котельной).

При температуре воздуха ниже 0 °С в пределах котла должны быть приняты меры к поддержанию плюсовых температур воздуха в топке и газоходах, в укрытиях у барабана, в районе продувочных и дренажных устройств, калориферов, импульсных линий и датчиков СИТ, также должен быть организован прогрев воды в котлах или циркуляция её через экранную систему.

8.3.45 При полукоткрытой компоновке котлов обеспечение плюсовой температуры продувочных и дренажных устройств, импульсных и других линий (трубок) должно быть предусмотрено проектом.

8.3.46 Режим расхолаживания котлов после останова при выводе их в ремонт должен быть определен инструкциями по эксплуатации. Расхолаживание котлов с естественной циркуляцией тягодутьевыми машинами разрешается при обеспечении допустимой скорости охлаждения и разности температур металла верхней и нижней образующих барабана.

Расхолаживание прямоточных котлов можно осуществлять непосредственно после останова.

Режим расхолаживания барабанных и прямоточных котлов с цельносварными экранами должен определяться заводом-изготовителем или на основании испытаний по определению надежности цельносварной экранной системы топочной камеры котла.

8.3.47 Непрерывный надзор персонала за остановленным котлом должен быть организован до полного снижения в нем давления и снятия напряжения с электродвигателей; контроль за температурой газов и воздуха в районе воздухоподогревателя и после поверхностей нагрева в водогрейном котле может быть прекращен не ранее чем через 24 часа после останова.

8.3.48 При работе котлов на твердом или газообразном топливе, когда резервным или растопочным топливом является мазут, схемы мазутохозяйства и мазутопроводов должны быть в состоянии, обеспечивающим немедленную подачу мазута к котлам.

8.3.49 При разрыве мазутопровода или газопровода в пределах котельного цеха (котельной) или больших утечках мазута (газа) должны быть приняты все меры для прекращения истечения топлива через поврежденные участки или неплотности, вплоть до отключения мазутонасосной или закрытия запорной арматуры на ГРП, а также для предупреждения пожара или взрыва.

8.3.50 При сжигании непроектных топлив, топлив ухудшенного качества и смеси топлив:

а) переводу котлов на сжигание непроектного топлива или топлива ухудшенного качества должна предшествовать тщательная предварительная проектно-конструкторская проработка специализированной организацией мероприятий и их реализация на ТЭС и ИТ для каждого типа котла и конкретного вида (марки) топлива, а также приведение котла в надлежащее техническое состояние;

б) при переводе котлов на сжигание непроектного угля или угля ухудшенного качества, с проведением соответствующей реконструкции основного и вспомогательного оборудования, за расчетную теплоту сгорания необходимо принимать теплоту сгорания топлива ухудшенного качества;

в) во избежание интенсивного эрозионного износа поверхностей нагрева котлов при сжигании высокосольного топлива и для обеспечения надежной работы системы

гидрозолошлакоудаления необходимо ограничивать подачу этого топлива на период до разработки и внедрения мероприятий, обеспечивающих нормальную эксплуатацию котлов и систем гидрозолошлакоудаления;

г) для обеспечения заданных нагрузок котлов во время сжигания топлива ухудшенного качества необходимо для восполнения недостающего тепла или для подсветки факела подавать дополнительное количество природного газа или мазута;

д) расход природного газа или мазута для восполнения недостающего тепла или для подсветки факела при сжигании топлива ухудшенного качества должен быть не больше норм, регламентированных действующими НД применительно к разным группам углей по выходу летучих веществ;

е) партии твердого топлива различного качества перед поступлением в бункера сырого угля должны тщательно перемешиваться;

ж) сжигание смеси твердых топлив с резко отличными реакционными и размольными характеристиками не допускается;

и) сжигание смеси разных видов топлив должно быть организовано в отдельных горелках котла. При этом не должны допускаться температурные перекосы по сторонам топки и газовоздушного тракта;

к) при топливном балансе ТЭС и ИТ, характеризующимся стабильным соотношением различных видов топлив, необходимо обеспечивать их сжигание в отдельных котлах, и как исключение, - совместное сжигание в ограниченном количестве;

л) совместное сжигание более двух видов топлива не допускается.

8.3.51 Котел должен быть немедленно остановлен персоналом при отказе в работе защит или их отсутствия в следующих случаях:

а) недопустимого повышения или понижения уровня воды в барабане или выхода из строя всех водоуказательных приборов;

б) быстрого снижения уровня воды в барабане, несмотря на усиленную подпитку котла;

в) выхода из строя всех расходомеров питательной воды прямооточного парового и водогрейного котлов (если при этом возникают нарушения режима, требующие подрегулировки питания) или прекращения питания любого из потоков прямооточного парового котла более чем на 30 с (если нет других указаний);

г) прекращения работы всех питательных насосов;

д) недопустимого повышения давления в пароводяном тракте;

е) обнаружения неисправности предохранительного клапана или других заменяющих предохранительных устройств;

ж) недопустимого повышения или понижения давления в тракте прямооточного котла до встроенных задвижек;

и) недопустимого понижения давления в тракте водогрейного котла более чем на 10 с;

к) разрыва труб пароводяного тракта или обнаружения трещин, вспучин в основных элементах котла (барабане, коллекторах, выносных циклонах, паро- и водоперепускных, водоопускных трубах), в паропроводах, в питательных трубопроводах и пароводяной арматуре, которые находятся под давлением и не могут быть отключены.

л) погасания факела в топке;

м) недопустимого понижения давления газа или мазута за регулирующим клапаном (при работе котла на одном из этих видов топлива);

н) одновременного снижения давления газа и мазута (при совместном их сжигании) за регулирующими клапанами ниже пределов, установленных инструкцией;

п) отключения всех дымососов (для котлов с уравновешенной тягой) или дутьевых вентиляторов либо всех РВП;

р) взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах и золоуловителе, разогрева докрасна несущих балок каркаса или обвала обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих персоналу или оборудованию;

с) прекращения расхода пара через промежуточный пароперегреватель более 20 с;

т) снижения расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого более чем на 10 с;

у) повышения температуры воды на выходе из водогрейного котла выше допустимой;

ф) пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схему защит котла;

х) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех СИТ;

ц) разрыва мазутопровода или газопровода в пределах котла.

ш) повышения давления или увеличения разрежения в топочной камере котла с газоплотными экранами выше значений, рекомендуемых заводами-изготовителями.

8.3.52 Котел должен быть остановлен по распоряжению технического руководителя электростанции (котельной) с уведомлением диспетчера энергосистемы в случаях:

а) обнаружения свищей в трубах поверхностей нагрева, паро- и водоперепускных, водоопускных трубах котлов, паропроводах, коллекторах, в питательных трубопроводах, а также течей и парений в арматуре, фланцевых и вальцовочных соединениях;

б) недопустимого превышения температуры металла поверхностей нагрева, если снизить температуру изменением режима работы котла не удастся;

в) выхода из строя всех дистанционных указателей уровня воды в барабане котла;

г) резкого ухудшения качества питательной воды против установленных норм;

д) неисправности отдельных защит или устройств дистанционного и автоматического управления и СИТ;

е) отключения или прекращения работы газоочистных установок котла, предусмотренных проектом.

8.3.53 Перед выведением котлов в оперативное состояние резерва сроком более 3 суток или консервации, а также во время простаивания в резерве или консервации должны быть приняты меры по предупреждению (снижению интенсивности) коррозии металла внутренних и наружных поверхностей нагрева согласно 8.7.5, действующих НД и инструкций по эксплуатации.

8.4 Паротурбинные установки

8.4.1 При эксплуатации паротурбинных установок должны быть обеспечены:

– надежность работы основного и вспомогательного оборудования;

– готовность принятия номинальных электрической и тепловой нагрузок и их изменения в пределах регулировочного диапазона, вплоть до технического минимума;

– работа под нагрузкой при аварийном снижении частоты в энергосистеме до уровня частоты, определённой в ТУ на поставку турбины;

– нормативные показатели экономичности основного и вспомогательного оборудования;

– недопущение шума и загазованности воздуха в машзале выше установленных норм.

8.4.2 Система автоматического регулирования турбины в полном составе согласно проектной комплектации завода-изготовителя или модернизированная (с механическими, гидравлическими, электрическими, электронными и другими элементами согласно проекту) должна удовлетворять следующим требованиям:

- устойчиво выдерживать заданные электрическую и тепловую нагрузки и обеспечивать возможность их плавного изменения;

- устойчиво поддерживать частоту вращения ротора (далее частота вращения) турбины на холостом ходу и плавно ее изменять (во всем рабочем диапазоне или в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных и пусковых параметрах пара;

- удерживать частоту вращения турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (при отключении турбогенератора от сети и собственных нужд), соответствующей максимальному расходу свежего пара в часть высокого давления при номинальных его параметрах и максимальному расходу пара в часть низкого давления турбины.

В случае отключения отдельных элементов системы автоматического регулирования работа турбины должна рассматриваться согласно 8.4.30, перечисление в).

8.4.3 Значения параметров, характеризующих качество работы систем регулирования паровых турбин, должны соответствовать ГОСТ 24278 (СТ СЭВ 3035) “Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования” для тепловых электростанций и ГОСТ 24277 “Установки паротурбинные стационарные для атомных электростанций. Общие технические требования” для атомных электростанций.

Для всего парка эксплуатируемых в Украине турбин, выпущенных ранее начала действия указанных стандартов, в том числе турбин иностранных фирм, значения этих параметров должны соответствовать значениям, указанным в таблице 8.6.

Степень неравномерности регулирования давления пара в регулируемых отборах и противодавления должна удовлетворять требованиям потребителя, согласованным с заводом-изготовителем турбин, и не допускать срабатывания предохранительных клапанов (устройств).

8.4.4 Все проверки и испытания системы регулирования и защиты турбины от повышения частоты вращения должны выполняться в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей турбин и действующих МУ 34-70-062 “Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин”.

Таблица 8.6

Степень неравномерности регулирования частоты вращения (при номинальных параметрах пара)*, %	4-5
Местная степень неравномерности по частоте вращения**, %:	
- минимальная: - в любом диапазоне нагрузок, не менее	2,5
- в диапазоне нагрузок до 15 % $N_{ном}$, не более	10
- максимальная: - в диапазоне нагрузок от 15 % $N_{ном}$ до максимальной при сопловом парораспределении и до 90 % $N_{ном}$ при дроссельном, не более	6
- в диапазоне нагрузок от 90 % $N_{ном}$ до максимальной при дроссельном парораспределении, не более	15
Степень нечувствительности по частоте вращения не более***, %	0,3
Степень нечувствительности регулирования давления пара в отборах и противодавления, %:	
- при давлении в отборе (противодавлении) менее 0,25 МПа (2,5 кгс/см ²), не более	5
- при давлении в отборе (противодавлении) 0,25 МПа (2,5 кгс/см ²) и выше, не более	2

* для турбин типа Р степень неравномерности допускается 4,5 – 6,5 %.

** определение местной степени неравномерности проводится в зоне (на участках) изменения нагрузки не менее 3 % $N_{ном}$,

***: а) для турбин выпуска до 1950 г. степень нечувствительности допускается до 0,5 %;

б) для вновь выпускаемых турбин степень нечувствительности, согласно вышеуказанным ГОСТ;

в) для турбин с электрогидравлической системой регулирования степень нечувствительности не должна превышать 0,06 %.

Доведение характеристик регулирования турбин 150 МВт и более до уровня современных требований, и, прежде всего, переход на ЭГСР, должен быть предусмотрен планами энергообъединений в соответствии с 5.6.7.

8.4.5 Автомат безопасности должен настраиваться на срабатывание при повышении частоты вращения турбины на 10-12 % сверх номинальной или до значения, указанного заводом-изготовителем. Допускается, с письменного разрешения технического руководителя электростанции (энергообъекта), производить настройку срабатывания автомата безопасности на значение частоты вращения меньшее, чем на 10 % сверх номинальной, но это значение должно быть заведомо выше, чем возможное повышение частоты вращения турбины при мгновенном сбросе электрической нагрузки до собственных нужд (при отключении турбогенератора от сети), соответствующей максимальному расходу свежего пара в часть высокого давления при номинальных его параметрах и максимальному расходу пара в часть низкого давления турбины.

При срабатывании автомата безопасности должны закрываться:

- стопорные, регулирующие (стопорно-регулирующие) клапаны свежего пара и пара промперегрева;

- стопорные (автоматические защитные), регулирующие и обратные клапаны, а также регулирующие диафрагмы и заслонки отборов пара;

- автоматические защитные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара.

8.4.6 Система защиты турбины от повышения частоты вращения (включая все ее элементы), если нет специальных указаний завода-изготовителя, должна быть испытана на холостом ходу увеличением частоты вращения сверх номинальной в следующих случаях*:

а) после монтажа турбины;

б) перед испытанием системы регулирования мгновенным сбросом электрической нагрузки с отключением турбогенератора от сети**;

в) после длительного (более 30 суток) простоя;

* Испытанию должна предшествовать проверка автомата безопасности подачей масла на бойки (кольца) с регистрацией частоты вращения их срабатывания.

** Испытание защиты должно проводиться не ранее, чем за 15 дней до испытания сбросом нагрузки.

г) после разборки автомата безопасности;

д) после капитального ремонта турбины;

е) после разборки системы регулирования или отдельных ее узлов;

ж) периодически (по графику) не реже одного раза в 4 месяца***.

В перечислениях е) и ж) допускается испытание защиты без увеличения частоты вращения, но с обязательной проверкой действия всей её цепи.

Испытания защиты турбины увеличением частоты вращения должны производиться под руководством начальника цеха (начальника энергоблока) электростанции (энергообъекта) или его заместителя.

8.4.7 Стопорные и регулирующие клапаны свежего пара и пара после промперегрева должны быть плотными.

Плотность стопорных и регулирующих клапанов свежего пара, а также пара промперегрева должна проверяться отдельным испытанием каждой группы.

Критерием плотности служит частота вращения ротора турбины, которая устанавливается после полного закрытия проверяемых клапанов при полном (номинальном) или частичном (согласно указаниям завода-изготовителя) давлении пара перед этими клапанами. Допускаемое значение частоты вращения определяется инструкцией завода-изготовителя или МУ 34-70-062, а для турбин, критерии проверки которых не оговорены в инструкциях завода-изготовителя или МУ 34-70-062, не должно быть выше 50 % номинальной при номинальных параметрах пара перед проверяемыми клапанами и номинальном давлении отработавшего пара.

При одновременном закрытии всех стопорных и регулирующих клапанов и номинальных параметрах свежего пара и противодавления (вакуума) пропуск пара через них, при наличии дренажа между ними, не должен вызывать вращения ротора турбины.

Проверка плотности клапанов должна проводиться после монтажа турбины, перед испытанием автомата безопасности повышением частоты вращения, перед остановом турбины в капитальный ремонт, при пуске после него, но не реже одного раза в год. При выявлении в процессе эксплуатации турбины признаков снижения плотности клапанов (при пуске или останове турбины) должна быть проведена внеочередная проверка их плотности и устранение выявленных неисправностей.

8.4.8 Стопорные и регулирующие клапаны свежего пара и пара промперегрева, стопорные (автоматические защитные) и регулирующие клапаны (диафрагмы) отборов пара, автоматические защитные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара должны расхаживаться:

- на полный ход перед пуском турбины и в случаях, предусмотренных местной инструкцией или инструкцией завода-изготовителя;

- на часть хода - ежесуточно, если нет специальных указаний завода-изготовителя, во время работы турбины.

При расхаживании клапанов на полный ход должны быть проконтролированы плавность их хода и посадка.

8.4.9 Плотность обратных клапанов регулируемых отборов и срабатывание предохранительных клапанов этих отборов должны проверяться не реже одного раза в год и перед испытанием системы регулирования турбины мгновенным сбросом электрической нагрузки.

Обратные клапаны регулируемых теплофикационных отборов пара, не имеющих связи с отборами других турбин, редуционно охладительными установками и другими источниками пара, проверке на плотность можно не подвергать, если нет специальных указаний завода-изготовителя.

*** В случае, если при эксплуатации турбины не были замечены отклонения в работе системы регулирования и защиты, а отключение турбогенератора от сети нежелательно по условиям эксплуатации, разрешается в каждом конкретном случае с письменного распоряжения технического руководителя электростанции (энергообъекта) увеличить промежуток между испытаниями до 6 месяцев.

Посадка обратных клапанов всех отборов, включая отборы на турбоприводы питательных насосов, должна быть проверена перед каждым пуском и при останове турбины, а при нормальной работе - периодически по графику, определяемому техническим руководителем электростанции (энергообъекта), но не реже одного раза в 4 месяца при работе турбины на холостом ходу (см. дополнительно 8.4.6, "***").

При неисправности обратного клапана работа турбины с соответствующим отбором пара запрещается.

8.4.10 Проверка времени закрытия стопорных (автоматических защитных) клапанов, а также снятие характеристик системы регулирования на остановленной турбине, при её

работе на холостом ходу и под нагрузкой для проверки их соответствия требованиям 8.4.3 и данным завода-изготовителя должны выполняться:

- после монтажа турбины;
- непосредственно до и после капитального ремонта или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

8.4.11 Испытания системы регулирования турбины мгновенным сбросом до нуля электрической нагрузки (при отключении турбогенератора от сети и собственных нужд), соответствующей максимальному расходу пара в часть высокого давления при номинальных его параметрах и максимальному расходу пара через часть низкого давления в конденсатор турбины, должны выполняться:

- при приемке турбины в эксплуатацию после монтажа;
- после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику турбоагрегата или статическую и динамическую характеристики системы регулирования.

Испытания системы регулирования серийных турбин, оснащенных электрогидравлическими преобразователями (ЭГП), могут быть произведены путем парового сброса нагрузки (мгновенным закрытием только регулирующих клапанов) без отключения турбогенератора от сети.

На головных образцах турбин и на первых образцах турбин, подвергшихся реконструкции (с изменением динамической характеристики турбоагрегата или характеристик системы регулирования), и на всех турбинах, не оснащенных ЭГП, испытания должны проводиться со сбросом электрической нагрузки путем отключения турбогенератора от сети.

8.4.12 При выявлении отклонений фактических характеристик системы регулирования и защиты от нормативных значений, увеличении времени закрытия клапанов сверх указанных заводом-изготовителем или в местной инструкции значений или ухудшения их плотности, должны быть определены и устранены причины этих отклонений.

8.4.13 Работа турбин с введенным в работу ограничителем мощности допускается как временное мероприятие только по условиям механического состояния турбоустановки с письменного разрешения технического руководителя электростанции (энергообъекта) и уведомлением диспетчера ЭЭС о длительности такой работы. При этом нагрузка турбины должна быть ниже уставки ограничителя не менее чем на 5 %.

8.4.14 При эксплуатации систем маслоснабжения турбоустановки должны быть обеспечены:

- надежность работы агрегатов на всех режимах;
- пожаробезопасность;
- поддержание качества и температуры масла в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации турбоустановки;
- предотвращение протечек масла и попадания его в охлаждающую систему и окружающую среду.

8.4.15 Резервные и аварийные масляные насосы и устройства их автоматического включения должны проверяться в работе два раза в месяц при работе турбоагрегата, а также перед каждым его пуском и остановом.

Для турбин, у которых рабочий и резервный масляные насосы системы смазки имеют индивидуальные электроприводы, проверка АВР перед остановом не проводится.

Для турбин, у которых аварийный масляный насос имеет привод от вала турбины, периодичность и метод (способ) его проверки устанавливается заводом-изготовителем.

8.4.16 На турбинах, оснащенных системами предотвращения развития горения масла на турбоагрегате, электрическая схема системы должна проверяться перед пуском турбины из холодного состояния.

8.4.17 Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах систем смазки, регулирования и уплотнений вала турбогенератора, а также на трубопроводе аварийного слива масла из маслобака турбины, должна быть опломбирована в рабочем положении.

8.4.18 Конденсационная установка должна обеспечивать экономичную и надежную работу турбины во всех режимах с соблюдением нормативных температурных напоров в конденсаторе и норм качества конденсата.

8.4.19 При эксплуатации конденсационной установки должны проводиться:

- профилактические мероприятия по предотвращению загрязнений конденсатора (обработка охлаждающей воды химическими и физическими методами, применение шарикоочистных установок и т. п. в соответствии с техническими решениями, утвержденными техническим руководителем энергообъекта);

- периодические чистки конденсаторов при повышении давления отработавшего пара по сравнению с нормативными значениями на 0,5 кПа (0,005 кгс/см²) из-за загрязнений поверхностей охлаждения в соответствии с техническими решениями, утвержденными техническим руководителем энергообъекта;

- контроль за чистотой поверхности охлаждения и трубных досок конденсатора;

- контроль за расходом охлаждающей воды (непосредственным измерением расхода или по тепловому балансу конденсаторов), оптимизация расхода охлаждающей воды в соответствии с ее температурой и паровой нагрузкой конденсатора;

- проверка водяной плотности конденсатора путем систематического контроля солесодержания конденсата;

- проверка содержания кислорода в конденсате после конденсатных насосов;

- проверка плотности вакуумной системы и её уплотнение; присосы воздуха (G_B , кг/ч) в диапазоне изменения паровой нагрузки конденсатора 40—100 % должны быть не выше значений, определяемых по формулам:

- для турбоустановок ТЭС $G_B = 8 + 0,065N$ (8.1)

- для теплофикационных турбоустановок ТЭС мощностью 100 МВт и более и всех турбоустановок АЭС $G_B = 1,5 (8 + 0,065N)$ (8.2)

где N — номинальная электрическая мощность турбоустановки на конденсационном режиме, МВт.

Методы контроля за работой конденсационной установки и его периодичность определяются местной инструкцией в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

8.4.20 При эксплуатации оборудования системы регенерации должны быть обеспечены:

- нормативная температура питательной воды (конденсата) за каждым подогревателем и конечный её подогрев;

- надежность теплообменных аппаратов во всех режимах работы турбоустановки.

Нагрев питательной воды (конденсата), температурные напоры, переохлаждение конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации должны проверяться до и после капитального ремонта турбоустановки; после ремонта подогревателей и периодически (не реже одного раза в месяц) по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта

8.4.21 Работа подогревателя высокого давления (ПВД) запрещается при:

- отсутствии или неисправности элементов его защиты;

- неисправности клапана регулятора уровня в нем.

Работа объединенной аварийным обводом группы ПВД запрещается при:

- отсутствии или неисправности элементов защиты хотя бы на одном из ПВД;

- неисправности клапана регулятора уровня любого ПВД;

- отключении по пару любого ПВД.

Работа ПВД без включенной защиты запрещается.

Любой ПВД или группа ПВД должны быть немедленно отключены при

обнаружении неисправности защиты или клапана регулятора уровня ПВД. При неисправном состоянии каких-либо других, кроме клапана регулятора уровня, элементов системы автоматического регулирования уровня и невозможности быстрого устранения дефекта на работающем оборудовании, ПВД (или группа ПВД) должен быть выведен из работы в срок, определяемый техническим руководителем электростанции (энергообъекта).

8.4.22 Резервные питательные насосы, а также другие насосные агрегаты, находящиеся в автоматическом резерве, должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску — с открытыми задвижками на входном и выходном трубопроводах (положение запорной арматуры на выходном трубопроводе может определяться техническими условиями и инструкцией по эксплуатации конкретного насоса).

Проверка их включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны проводиться по графику, но не реже одного раза в месяц.

8.4.23 Перед пуском турбины из планово-предупредительного или капитального ремонта или холодного состояния должна быть проверена исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, блокировок, средств технологической защиты, дистанционного и автоматического управления, СИТ, средств информации и оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

При пусках турбины из других тепловых состояний средства защиты и блокировки должны проверяться в соответствии с местными инструкциями.

Руководить пуском турбины должен начальник смены цеха или старший машинист (старший по должности из оперативного персонала по управлению турбиной), а после ее планово-предупредительного или капитального ремонта — начальник цеха (энергоблока) или его заместитель.

8.4.24 Пуск турбины запрещается в случаях:

- отклонения показателей теплового и механического состояний турбины от допустимых значений;

- неисправности хотя бы одной из защит, действующих на останов турбины;

- обнаружении дефектов системы регулирования и парораспределения, которые могут привести к разгону ротора турбоагрегата при сбросе электрической нагрузки независимо от состояния защиты турбины от недопустимого повышения частоты вращения;

- неисправности одного из масляных насосов систем смазки, регулирования, уплотнений генератора и устройств их АВР;

- отклонения качества масла от норм на эксплуатационные масла, **а также при** температуре масла ниже установленного заводом-изготовителем значения (предела);

- отклонения качества свежего пара по химическому составу от норм.

8.4.25 Запрещается без включения валоповоротного устройства подача пара на уплотнения турбины и её прогрева, а также сброс горячей воды и пара в конденсатор. Условия подачи пара в турбину, не имеющую валоповоротного устройства, определяются местной инструкцией.

Сброс в конденсатор рабочей среды из котла (парогенераторов) и подача пара в турбину для её пуска должны осуществляться при давлениях пара в конденсаторе, указанных в инструкциях или других документах заводов-изготовителей турбин, но не выше 60 кПа (0,6кгс/см²). Для модернизированных турбин разрешенный диапазон давления пара в конденсаторе определяется проектом модернизации.

8.4.26 При эксплуатации турбоагрегатов их вибрационное состояние должно удовлетворять нормам ГОСТ 25354 “Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации опор валопроводов и общие требования к проведению измерений” и ГОСТ 27165 “Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации валопроводов и общие требования к проведению измерений”.

8.4.26.1 При работе турбоагрегатов средние квадратические значения виброскорости подшипниковых опор валопровода для турбин мощностью более 0,5 МВт должны быть не выше $4,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ по всем направлениям измерений, а размах относительных виброперемещений валопровода для турбин мощностью 100 МВт и более не должен превышать 165 мкм при частоте вращения 50с^{-1} и 200 мкм при частоте вращения 25с^{-1} .

8.4.26.2 При превышении нормативного значения вибрации опор валопровода свыше $4,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ до $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ должны быть приняты меры к её снижению в срок не более 30 суток.

8.4.26.3 При вибрации свыше $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ работа турбоагрегатов более 7 суток запрещается.

8.4.26.4 Турбина должна быть отключена действием защиты или вручную при повышении вибрации турбоагрегата до $11,2 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ или размахе относительных виброперемещений валопровода сверх 260 мкм при частоте вращения 50с^{-1} и сверх 320 мкм при частоте вращения 25с^{-1} , если более жесткие требования не установлены заводом-изготовителем,

8.4.26.5 Турбина должна быть немедленно остановлена, если при установившемся режиме работы произойдет одновременное внезапное необратимое изменение (повышение-скачек) вибрации двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух составляющих вибрации одной опоры на $1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ и более от любого начального уровня* (скачек виброскорости подтверждается внезапным повышением размаха относительных виброперемещений валопровода в соответствующих контрольных точках)**.

8.4.26.6 Турбина должна быть разгружена и остановлена, если произойдет плавное возрастание:

-за период до 3 суток любой составляющей (компоненты) вибрации одной из опор валопровода на $2 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ или размаха относительных виброперемещений валопровода у одной из опор по любому направлению измерения более чем на 85 мкм;

-независимо от продолжительности возрастания любой составляющей (компоненты) вибрации одной из опор валопровода на $3 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ или размаха относительных виброперемещений валопровода у одной из опор по любому направлению измерения более чем на 100 мкм.

8.4.26.7 Работа турбоагрегата при низкочастотной вибрации больше $1,0 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ недопустима. При появлении низкочастотной вибрации, превышающей $0,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$, должны быть приняты меры к ее устранению в срок, определяемый техническим руководителем электростанции, но не более 7 суток. Допустимые значения (нормы) вибрации для оценки вибрационного состояния турбоагрегатов приведены в таблице 8.7.

8.4.26.8 Вибрация опор валопроводов (подшипников) турбоагрегатов тепловых и атомных электростанций мощностью 50 МВт и более должна измеряться и регистрироваться с помощью стационарной аппаратуры непрерывного контроля, соответствующей требованиям ГОСТ 27164 “Аппаратура специального назначения для эксплуатационного контроля вибрации подшипников крупных стационарных агрегатов. Технические требования” и обеспечивающей измерение вибрации всех опорных и опорно-упорных подшипников турбоагрегатов в трех взаимно перпендикулярных направлениях: _____

* Под внезапным изменением значения уровня вибрации понимают его изменение за время не более 5 с длительностью не менее 10 с.

** В случаях когда остановку турбины предшествует уровень вибрации опор валопровода более $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$, выбег роторов осуществляется со срывом вакуума при условии, что этот режим согласован с заводом-изготовителем и внесен в местную инструкцию по эксплуатации турбины (энергблока).

вертикальном, горизонтально-поперечном и горизонтально-осевом по отношению к оси вала турбоагрегата.

Таблица 8.7

Максимальное среднее квадратическое значение виброскорости опор валопровода по всем направлениям измерений*, мм•с ⁻¹ при номинальной частоте вращения ротора турбоагрегата 50 с ⁻¹ и 25 с ⁻¹	Размах относительных виброперемещений валопровода, мкм при номинальной частоте вращения ротора турбоагрегата		Условия работы турбоагрегата (ограничения на эксплуатацию)
	50 с ⁻¹	25 с ⁻¹	
до 2,8** и до 4,5***	До 80	До 100	При приёмке (вводе) в эксплуатацию после монтажа (новые турбоагрегаты)
до 4,5	До 80	До 100	При приёмке после капитального ремонта
до 4,5	От 80 до 165	от 100 до 200	Без ограничений
Свыше 4,5 до 7,1	св. 165 до 260	св. 200 до 320	Не более 30 суток
Свыше 7,1 до 11,2	До 260	До 320	Не более 7 суток
свыше 11,2	св. 260	Св. 320	Не допускается

* для вертикальной, горизонтально-поперечной и горизонтально-осевой составляющих вибрации опор валопровода по отношению к оси его вращения;
 ** для вертикальной и горизонтально-поперечной составляющих вибрации опор валопровода;
 *** для горизонтально-осевой составляющей вибрации опор валопровода.

Временно, до оснащения необходимой аппаратурой, разрешается производить контроль вибрации по размаху виброперемещений опор валопровода. При этом длительная эксплуатация допускается при размахе виброперемещений до 30 мкм для турбоагрегатов с номинальной частотой вращения 50 с⁻¹ (3000 об/мин) и до 50 мкм для турбоагрегатов с номинальной частотой вращения 25 с⁻¹ (1500 об/мин).

Изменение вибрации (виброскорости) на 1 - 2 мм•с⁻¹ эквивалентно изменению размаха виброперемещений на 10 - 20 мкм при частоте вращения 50 с⁻¹ (3000 об/мин) и на 20 - 40 мкм при частоте вращения 25 с⁻¹ (1500 об/мин).

Сопоставление измеренных размахов виброперемещений опор валопровода с нормативными среднеквадратическими значениями виброскорости осуществляется исходя из соотношений, приведенных в таблице 8.8.

Таблица 8.8

Среднеквадратическое значение виброскорости опор валопровода для турбоагрегатов с номинальной частотой вращения ротора 50 с ⁻¹ и 25 с ⁻¹ , мм•с ⁻¹		
4,5	7,1	11,2
Эквивалентное значение размаха виброперемещений опор валопровода для турбоагрегатов с номинальной частотой вращения ротора 50 с ⁻¹ , мкм		
30	65	100
Эквивалентное значение размаха виброперемещений опор валопровода для турбоагрегатов с номинальной частотой вращения ротора 25 с ⁻¹ , мкм		
50	130	200

Для турбоагрегатов мощностью менее 50 МВт допускается использование переносных виброизмерительных приборов, метрологические характеристики которых удовлетворяют требованиям ГОСТ 27164. Периодичность контроля должна устанавливаться местной инструкцией в зависимости от вибрационного состояния турбоагрегата, но не реже одного раза в месяц.

8.4.27 Для контроля за состоянием проточной части турбины и заносом ее солями не реже одного раза в месяц должны проверяться значения давлений пара в контрольных

ступенях турбины при близких к номинальным расходах пара через контролируемые отсеки.

Повышение давления пара в контрольных ступенях против номинального значения при данном расходе пара должно быть не более 10 %. При этом давление не должно превышать предельных значений, установленных заводом-изготовителем или проектом модернизации для модернизированных турбин.

При достижении в контрольных ступенях предельных значений давления из-за солевого заноса должна быть проведена промывка или очистка проточной части турбины. Способ промывки или очистки должен быть выбран исходя из состава и характера отложений и местных условий.

8.4.28 В процессе эксплуатации экономичность турбоустановки должна постоянно контролироваться путем систематического анализа показателей, характеризующих работу оборудования.

Для выявления причин снижения экономичности турбоустановки, оценки эффективности ремонтов должны проводиться эксплуатационные (экспресс) испытания оборудования.

При отклонении показателей работы турбинного оборудования от нормативных должны быть устранены дефекты оборудования и недостатки эксплуатации.

Головные образцы турбин и турбины, на которых выполнена реконструкция или проведена модернизация, должны подвергаться балансовым испытаниям.

8.4.29 Турбина должна быть немедленно отключена персоналом путем воздействия на выключатель (кнопку аварийного отключения) при отказе соответствующих защит турбины или турбогенератора (при достижении контролируемыми параметрами уставок срабатывания защиты) или отсутствии проектных защит в случаях:

- а) повышения частоты вращения сверх уставки срабатывания автомата безопасности;
- б) недопустимого осевого сдвига ротора;
- в) недопустимого изменения положения роторов относительно цилиндров;
- г) недопустимого снижения давления масла (огнестойкой жидкости) в системе смазки;
- д) недопустимого снижения уровня масла в масляном баке;
- е) недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника, вкладышей подшипников уплотнений вала турбогенератора, температуры любой колодки упорного подшипника турбоагрегата;
- ж) воспламенения масла на турбоагрегате;
- и) недопустимого понижения перепада давления «масло - водород» в системе уплотнений вала турбогенератора;
- к) недопустимого понижения уровня масла в демпферном баке системы маслоснабжения уплотнений вала турбогенератора;
- л) отключения всех масляных насосов системы водородного охлаждения турбогенератора (для безынжекторных схем маслоснабжения уплотнений);
- м) отключения турбогенератора из-за внутреннего повреждения;
- н) недопустимого повышения давления в конденсаторе;
- п) недопустимого перепада давлений на последней ступени у турбин с противодавлением;
- р) внезапного повышения вибрации турбоагрегата (при условиях 8.4.26.4 и 8.4.26.5);
- с) появления металлических звуков и необычных шумов внутри турбины или турбогенератора;
- т) появления искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или турбогенератора;
- у) недопустимого снижения температуры свежего пара или пара после промпрегрева;

- ф) появления гидравлических ударов в паропроводах свежего пара, промперегрева или в турбине;
- х) обнаружения разрыва или сквозной трещины на не отключаемых участках маслопроводов и трубопроводов пароводяного тракта, узлах парораспределения;
- ц) прекращения протока охлаждающей воды через статор турбогенератора;
- ш) недопустимого снижения расхода охлаждающей воды на газоохладители;
- щ) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех СИТ;
- э) оговоренных в инструкции по эксплуатации, но не вошедших в приведенные выше перечисления.

Необходимость срыва вакуума при отключении турбины должна быть определена местной инструкцией в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

В местной инструкции должны быть даны четкие указания о недопустимых отклонениях значений контролируемых величин по турбоагрегату.

8.4.30 Турбина должна быть разгружена и остановлена в период, определяемый техническим руководителем электростанции (энергообъекта) с уведомлением диспетчера энергосистемы, в следующих случаях:

- а) заедания стопорных клапанов свежего пара или пара после промперегрева;
- б) заедания регулирующих клапанов или обрыва их штоков;
- в) заедания поворотных диафрагм или обратных клапанов отборов;
- г) неисправностей в системе автоматического регулирования (Перечень неисправностей должен быть согласован с заводом-изготовителем);
- д) нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования, схемы и коммуникаций турбоустановки, если устранение причин нарушения невозможно без останова турбины;
- е) увеличения вибрации опор выше $7,1 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$ согласно требованию 8.4.26.2;
- ж) выявления неисправности технологических защит, действующих на останов оборудования;
- и) обнаружения течей масла из подшипников, трубопроводов и арматуры, создающих опасность возникновения пожара;
- к) обнаружения свищей на не отключаемых для ремонта участках трубопроводов пароводяного тракта;
- л) отклонения качества свежего пара по химическому составу от норм;
- м) обнаружения недопустимой концентрации водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также превышающей норму утечки водорода из корпуса турбогенератора.

8.4.31 Для каждой турбины должна быть определена длительность выбега ротора при останове с нормальным давлением отработавшего пара и при останове со срывом вакуума. При изменении этой длительности должны быть выявлены и устранены причины отклонения. Длительность выбега должна быть проконтролирована при всех остановах турбоагрегата.

8.4.32 При выводе турбины в резерв на срок 7 суток и более должны быть приняты меры по консервации оборудования турбоустановки.

Метод консервации и способы контроля ее качества должны выбираться техническим руководителем электростанции (энергообъекта), исходя из местных условий, с учетом действующих методических (руководящих) указаний и рекомендаций заводоизготовителей по консервации теплоэнергетического оборудования.

8.4.33 Работа турбин со схемами и в режимах, не предусмотренных техническими условиями на поставку или модернизацию, не допускается без специального разрешения завода-изготовителя турбины или организации, выполнившей проект модернизации турбины.

8.4.34 При проведении реконструкции и модернизации турбинного оборудования на электростанциях (энергообъектах) должны быть предусмотрены максимальная степень автоматизации управления и высокие показатели ремонтпригодности.

Проведение реконструкции и модернизации турбинного оборудования должно быть согласовано с заводом-изготовителем турбины или с иным турбинным заводом или организацией, имеющими соответствующие лицензии.

8.5 Энергоблоки ТЭС

8.5.1 При эксплуатации энергоблоков должны обеспечиваться требования согласно 8.3.1 и 8.4.1, участие их в первичном и вторичном регулировании частоты и мощности при нормальных (в соответствии с диспетчерским графиком) и аварийных режимах работы ЭЭС.

8.5.2 Для выполнения диспетчерского графика нагрузки должны быть обеспечены изменения нагрузки энергоблока в регулировочном диапазоне и, при необходимости, до технического минимума, останова в резерв и режимы пуска энергоблока из различных тепловых состояний.

Однокорпусный режим работы дубль-блоков допускается как исключение при особых затруднениях в прохождении минимума электрической нагрузки энергосистемы.

Выполнение переменного графика нагрузки ЭЭС с использованием режимов, не предусмотренных действующими инструкциями (например, моторного режима, низкочастотного вращающегося резерва и т. п.), допускается только после согласования этих режимов с заводами-изготовителями оборудования и включения соответствующих дополнений в местные инструкции.

8.5.3 Теплофикационные энергоблоки, работающие с полным расходом циркуляционной воды через конденсатор, могут быть привлечены к покрытию диспетчерского графика электрических нагрузок с сохранением заданного количества отпускаемой теплоты.

Теплофикационные энергоблоки, работающие на встроенном пучке конденсатора или при закрытых органах парораспределения цилиндра низкого давления (ЦНД), как правило, не должны привлекаться к покрытию переменной части графика электрических нагрузок. В отдельных случаях допускается разгрузка указанных энергоблоков с переводом тепловой нагрузки на пиковые или резервные источники. Количество теплофикационных энергоблоков, не привлекаемых к покрытию переменного графика электрических нагрузок, должно быть определено техническим руководителем энергогенерирующей компании и диспетчерской службой НЭК “Укрэнерго”.

8.5.4 Нижний предел регулировочного диапазона энергоблока должен быть установлен исходя из условий сохранения неизменного состава работающего оборудования и работы системы автоматического регулирования во всем диапазоне нагрузок без вмешательства персонала. При эксплуатации энергоблоков должна быть обеспечена возможность их работы на техническом минимуме нагрузки, для достижения которого допускается изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных автоматических регуляторов. Технический минимум нагрузки должен быть установлен по согласованному решению технических руководителей энергогенерирующей компании и электростанции (энергообъекта) на основании данных заводов-изготовителей оборудования, условий его эксплуатации, указанных в местной инструкции и доведен до сведения диспетчерской службы ЭЭС.

8.5.5 При нагрузке энергоблока, соответствующей нижнему пределу регулировочного диапазона или техническому минимуму, снижение температуры свежего пара и пара после промперегрева должно быть не больше заданного заводами-изготовителями оборудования или проектом его модернизации.

8.5.6 Предельная скорость изменения нагрузки энергоблока в регулировочном диапазоне должна быть установлена на основании данных заводов-изготовителей

оборудования и норм предельно допустимых скоростей изменения нагрузки энергоблоков мощностью 160 - 800 МВт.

8.5.7 Энергоблоки, спроектированные для работы с постоянным (номинальным) давлением свежего пара, допускается эксплуатировать в режиме скользящего давления с полным открытием части регулирующих клапанов ЦВД турбины только после проведения специальных испытаний, согласования режимов работы с заводами-изготовителями оборудования и внесения в местные инструкции соответствующих дополнений*.

8.5.8 В теплофикационных энергоблоках, оснащенных блочными обессоливающими установками (БОУ), конденсат греющего пара сетевых подогревателей должен направляться через БОУ только в случаях нарушения плотности трубной системы этих подогревателей.

8.5.9 Остановы энергоблоков в резерв на короткое время (на ночное время, выходной день) должны проводиться без расхолаживания оборудования. На всех энергоблоках подлежит обеспариванию система промежуточного перегрева пара, а на энергоблоках с прямоточными котлами также и пароперегревательный тракт за ВЗ. На барабанных котлах и прямоточных котлах с полнопроходным сепаратором должны быть реализованы технологические приемы, исключающие выброс сконденсированного пара из пароперегревательных поверхностей нагрева в горячие паросборные коллекторы.

8.5.10 Технология и графики-задания пуска энергоблока должны быть выбраны в зависимости от исходного теплового состояния. Для энергоблоков с прямоточными котлами пуск из состояния горячего резерва (простой до 1 ч) при сохранении параметров пара, близких к номинальным, допускается при строгом соблюдении дополнительных условий и мер, которые должны быть оговорены в местных инструкциях.

8.5.11 Оборудование, технологические и электрические схемы, арматура, тепловая изоляция, растопочное и водное хозяйство энергоблоков и электростанции (энергообъекта) должны быть в состоянии, позволяющем обеспечить одновременный пуск не менее двух энергоблоков после простоя любой продолжительности.

8.5.12 Пуск энергоблока запрещается в случаях:

а) наличия условий, запрещающих пуск основного оборудования в соответствии с настоящими Правилами;

б) неисправности любой из технологических защит, действующих на останов оборудования энергоблока;

в) неисправности устройств дистанционного управления оперативными регулируемыми органами, а также арматурой, используемой при ликвидации аварийных ситуаций;

г) неготовности к включению БОУ;

д) неготовности противопожарных средств;

е) повреждения опор и пружинных подвесок трубопроводов свежего пара, холодного и горячего промперегрева, питательной воды и двухфазной среды.

8.5.13 Для реализации в эксплуатации возможности противоаварийного управления мощностью турбины или режимов перевода энергоблока на нагрузку собственных нужд под воздействием противоаварийной автоматики, а также при отключении турбогенератора от сети из-за внешних повреждений соответствующие системы автоматического управления и оборудование должны быть в исправном состоянии.

Теплофикационные энергоблоки, работающие с отсечкой ЦНД или на встроенном пучке конденсатора, не должны привлекаться к противоаварийному регулированию частоты в ЭЭС.

8.5.14 Работа энергоблока с включенным регулятором давления свежего пара, воздействующим на регулирующие клапаны турбины (регулятор “до себя”), если он не входит в состав системы регулирования частоты и мощности в энергосистеме, запрещается.

В исключительных случаях, при неисправности или неустойчивой работе оборудования, допускается с разрешения технического руководителя энергогенерирующей компании с уведомлением диспетчерской службы НЭК “Укрэнерго” временная работа энергоблока с включенным регулятором “до себя”.

8.5.15 При отсутствии (отказе) системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблоков в случае наброса (сброса) нагрузки турбин из-за изменения частоты персонал должен немедленно приступить к изменению нагрузки котлов в пределах регулировочного диапазона в целях восстановления исходного давления свежего пара. Если изменения нагрузки могут привести к перегрузкам линий электропередачи, угрожающим нарушением устойчивости ЭЭС, то в местных инструкциях должны быть указаны согласованные с диспетчерской службой НЭК “Укрэнерго” изменения частоты, при которых должны начинаться указанные действия персонала.

8.5.16 Технология останова энергоблока в ремонт должна выбираться в зависимости от характера и целей ремонта.

8.5.17 Энергоблок должен быть немедленно остановлен действием защит или персоналом в случаях:

- а) останова котла моноблока или обоих котлов дубль-блока;
- б) отключения турбины, связанного с ее повреждениями или опасными нарушениями режима работы согласно 8.4.29, кроме перечисления у) - недопустимого снижения температуры свежего пара или пара после промперегрева;
- в) отключения турбогенератора или трансформатора энергоблока из-за внутреннего повреждения;
- г) отключения всех питательных насосов;
- д) образования сквозных трещин или разрыва питательного трубопровода, паропровода, корпуса деаэратора;
- е) исчезновения напряжения на всех приборах контроля или на устройствах дистанционного и автоматического управления энергоблока;
- ж) пожара, угрожающего обслуживающему персоналу или оборудованию.

8.5.18 Эксплуатация энергоблока должна быть организована в соответствии с местными инструкциями по основному и вспомогательному оборудованию, а также с инструкцией по пуску и останову энергоблока. Перечень местных инструкций и сами инструкции должны быть утверждены техническим руководителем электростанции (энергообъекта).

Местная инструкция по пуску и останову энергоблока должна содержать:

- пооперационные указания по ведению режимов;
- графики-задания изменения основных показателей всех режимов пусков и остановов (параметров пара, нагрузки энергоблока, частоты вращения турбины, расхода топлива или температуры газов в поворотной камере котла и др.) с указанием продолжительности проведения основных операций;
- указания о порядке включения (отключения) технологических защит и автоматических регуляторов;
- критерии надежности оборудования;
- объем контроля теплового и механического состояния оборудования для обеспечения надежности режимов;
- данные о минимальном составе используемых при пуске автоматических регуляторов;
- указания об исключении открытия арматуры пусковых схем, не предназначенной для использования в условиях нормальной эксплуатации.

8.5.19 Местные инструкции должны быть разработаны с учетом особенностей конкретного энергоблока на основании типовых инструкций, а при их отсутствии — на основании инструкций и технических условий на поставку заводов-изготовителей оборудования.

8.5.20 Пуском и остановом энергоблока должен руководить начальник смены цеха или старший машинист, а пуском после капитального, планово- предупредительного ремонтов или длительного (более 30 суток) простоя — начальник котлотурбинного цеха (начальник энергоблока) или его заместитель.

8.5.21 Изменения проектных пусковых схем на действующих энергоблоках допускаются:

- для целевых испытаний новых схемных решений и режимов пуска, согласованных с заводами-изготовителями оборудования;
- при модернизации пусковых схем в целях их приближения к типовой пусковой схеме или для повышения надежности и улучшения эксплуатационных качеств.

Объем и порядок модернизации и изменения пусковых схем энергоблоков должны быть согласованы с Минтопэнерго Украины.

8.5.22 Перед выводом энергоблоков в оперативное состояние резерва сроком более трёх суток или консервацию должны быть приняты меры по предупреждению коррозии металла наружных поверхностей нагрева котла и внутренних поверхностей пароводяного тракта энергоблока согласно 8.7.5, действующим НД и эксплуатационным инструкциям.

8.5.23 При останове энергоблока в резерв или консервацию после вентиляции топки и газоходов котла продолжительностью 10-15 мин тягодутьевые машины должны быть остановлены, все шиберы на газозовдухопроводах, лазы и лючки, а также направляющие аппараты тягодутьевых машин должны быть плотно закрыты;

Положение шиберов и направляющих аппаратов тягодутьевых машин во время простаивания энергоблока в резерве или консервации зависит от метода подогрева поверхностей нагрева котла и регламентируется местной инструкцией.

8.5.24 Перед выводом энергоблока в резерв или консервацию сроком более 30 суток необходимо произвести вытеснение водорода из турбогенератора инертными газами (углекислым газом или азотом).

Операции по вытеснению водорода из турбогенератора и заполнение его водородом производится в соответствии с инструкцией по его эксплуатации.

8.5.25 Во время пребывания энергоблока в состоянии резерва или консервации должны быть обеспечены:

- работоспособное состояние основного и вспомогательного оборудования, пылесистем, газоочистительных установок, СИТ, средств автоматики и управления;
- готовность энергоблока к пуску после вывода из резерва или консервации;
- защита от коррозии внутренних поверхностей пароводяного тракта энергоблока, наружных поверхностей нагрева котла, калориферов, газоходов и дымовой трубы.

8.5.26 Температура металла поверхностей нагрева котла при нахождении в резерве или консервации должна быть выше температуры точки росы.

Мероприятия по обеспечению оптимальной, по условиям коррозии, температуры для каждого котла и энергоблока в целом должны выбираться с учетом конструктивных особенностей оборудования и схемы газозовдушного тракта.

8.5.27 Вспомогательное оборудование и механизмы энергоблока, связанные с обеспечением работоспособности энергоблока во время простаивания, должны периодически или постоянно находиться в работе.

Перечень оборудования и механизмов, периодичность включения их в работу и длительность работы должны соответствовать графику, утвержденному техническим руководителем электростанции.

8.5.28 Основное и вспомогательное оборудование энергоблока, находящееся в резерве или консервации, должно быть под контролем оперативного персонала.

Все операции, проводимые на оборудовании энергоблока должны фиксироваться в оперативном журнале.

8.5.29 В зимний период на энергоблоке, находящемся в резерве или консервации, должны быть обеспечены мероприятия в соответствии с 8.3.43.

8.5.30 Перед вводом энергоблока в работу после нахождения в длительном (более 30 суток) резерве или консервации должны быть проведены операции по проверке работоспособности основного и вспомогательного оборудования, механизмов и устройств:

- опрессовка и гидравлические испытания котла;
- проверка и настройка предохранительных клапанов;
- водная промывка в соответствии с требованиями инструкции по пуску котла;
- проверка и прокрутка (опробование) всего вспомогательного оборудования и механизмов;
- проверка готовности и работоспособности системы пылеприготовления, средств очистки поверхностей нагрева, систем гидрозолошлакоудаления (ГЗШУ), золоочистных установок, дистанционного управления оборудованием и механизмами, СИТ, автоматики и защит;
- вытеснение из турбогенератора воздуха инертными газами (углекислотой или азотом) и заполнение водородом.

8.5.31 Если в течение длительного времени СИТ находились в нерабочем состоянии, то перед пуском энергоблока необходимо:

- тщательно осмотреть СИТ с целью выявления и устранения последствий коррозии (ржавчины) и др., если это необходимо, - просушить. Осмотр СИТ рекомендуется проводить не реже одного раза в 3 месяца;
- проверить работоспособность;
- провести, при необходимости, техническое и метрологическое обслуживание в соответствии с требованиями технической документации заводов-изготовителей;

Обеспечить в местах установки СИТ температуру воздуха от 1 до 40 °С и относительную влажность не более 80 %.

8.5.32 Пуск энергоблока из резерва или консервации после проверки его готовности проводится по графику-заданию пуска из холодного состояния, если не предусмотрены дополнительные требования.

8.6 Газотурбинные установки (автономные и работающие в составе парогазовых установок)

8.6.1 При эксплуатации газотурбинной установки (ГТУ) должны быть обеспечены:

- надежность и экономичность работы основного и вспомогательного оборудования при соблюдении диспетчерского графика нагрузки;
- возможность работы с номинальными параметрами, соответствующими техническим условиям на ГТУ;
- чистота проточной части компрессоров, турбин и теплообменных аппаратов;
- отсутствие утечек воздуха и газа, а также течей топлива, масла и воды;
- недопущение шума в машзале выше установленных норм.

Возможность и продолжительность работы ГТУ с отклонениями от номинальной частоты вращения должна быть регламентирована техническими условиями на ГТУ.

8.6.2 Система регулирования ГТУ должна удовлетворять следующим требованиям:

- устойчиво поддерживать заданную электрическую нагрузку;
- удерживать ГТУ на холостом ходу при номинальной частоте вращения ротора;
- обеспечивать надежную работу ГТУ на режимах пуска и останова, а также останов агрегата в аварийных ситуациях;
- обеспечивать при изменении нагрузки плавное изменение режима работы ГТУ;
- удерживать частоту вращения ротора, не вызывающую срабатывания автомата безопасности, при мгновенном сбросе максимальной электрической нагрузки до нуля (для ГТУ со свободной силовой турбиной значение электрической нагрузки указывается в технических условиях);

- поддерживать температуру газов перед турбиной (турбинами) на требуемом уровне, не допуская ее повышения до предельного значения, при котором срабатывает аварийная защита;
- иметь нечувствительность системы ограничения температуры газов не более 10 °С;
- обеспечивать беспомпажную работу компрессоров;
- иметь степень статической неравномерности регулирования частоты вращения генераторного вала в пределах 4–5 % номинальной (возможное, при необходимости, повышение степени неравномерности для улучшения условий эксплуатации ГТУ конкретных типоразмеров должно быть указано в технических условиях); минимальная местная степень статической неравномерности регулирования частоты вращения должна быть не ниже 2 % номинальной;
- иметь степень нечувствительности по частоте вращения при любой нагрузке не более 0,2 % номинальной.

8.6.3 Импульс по температуре, используемый в системах регулирования и защиты, должен быть генерируемым малоинерционными датчиками (термоэлектрическими пирометрами или другими измерительными устройствами с динамической коррекцией в случае необходимости), установленными в характерных сечениях тракта и обеспечивающими представительное определение температуры газов перед турбиной (турбинами).

8.6.4 Устройства защиты от недопустимого повышения температуры газов после каждой ступени сгорания должны быть настроены на срабатывание при температуре, указанной в технических условиях на ГТУ.

8.6.5 Автоматы безопасности должны быть настроены на срабатывание при повышении частоты вращения роторов на 10-12 % выше номинальной или до значения, указанного в технических условиях на ГТУ.

8.6.6 При эксплуатации ГТУ должны быть выполнены мероприятия, обеспечивающие снижение запыленности засасываемого в компрессор воздуха (засев свободных площадок травами, устройство газонов, асфальтирование дорог, сооружение средств полива и т.п.) и исключающие возможность попадания собственных или посторонних выбросов в воздухозаборное устройство.

8.6.7 Система очистки воздуха должна обеспечивать компрессор ГТУ воздухом при остаточной среднегодовой запыленности не более 0,3 мг/м³, в этом воздухе концентрация пыли с размером частиц более 20 мкм должна быть не выше 0,03 мг/м³. Допускается (в периоды повышенной запыленности) кратковременная, не более 100 ч в год, концентрация пыли до 5 мг/м³ с частицами размером не более 30 мкм. Состояние воздушных фильтров при эксплуатации должно регулярно контролироваться. Не допускается вынос из них масла или других материалов во всасывающий тракт ГТУ. Не реже двух раз в месяц воздушные фильтры должны быть осмотрены и очищены от пыли и шлама (если ГТУ работает в базовом режиме, то при ее ближайшем плановом останове).

8.6.8 Система фильтрации воздуха должна быть оборудована байпасами с клапанами двустороннего действия, открывающимися автоматически при превышении допустимого перепада давлений на фильтрах или появления избыточного давления в камере фильтров.

8.6.9 Обледенение воздушных фильтров и проточной части компрессоров не допускается. При необходимости воздухозаборные тракты ГТУ должны быть оборудованы устройствами, предотвращающими обледенение.

8.6.10 Стопорные и регулирующие топливные клапаны ГТУ должны быть плотными. Клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при непрерывной работе, если это предусмотрено инструкцией завода-изготовителя.

Плотность топливных клапанов ГТУ должна проверяться перед пуском после длительного (свыше 7 суток) простоя, а также не реже одного раза в месяц при регулярной

работе; при непрерывной работе более 30 суток проверка должна быть произведена при ближайшем плановом останове.

8.6.11 Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах систем смазки и уплотнений вала турбогенератора, а также на трубопроводах аварийного слива масла из маслобаков ГТУ, должна быть опломбирована в рабочем положении.

8.6.12 Турбогенераторы ГТУ при переходе в режим электродвигателя должны быть немедленно отключены, для чего должна быть установлена защита от их обратной мощности. Это требование не распространяется на ГТУ со свободными силовыми турбинами.

8.6.13 Пуск и синхронизация ГТУ из любого теплового состояния должны осуществляться автоматически. Частотный пуск вновь устанавливаемых одновальных ГТУ должен осуществляться тиристорным пусковым устройством, если не требуется автономности пуска.

Плановый останов ГТУ должен производиться автоматически по заданной программе.

8.6.14 Пуском ГТУ должен руководить начальник смены, а после среднего и капитального ремонта или проведения регламентных работ - начальник цеха электростанции (энергообъекта) или его заместитель.

8.6.15 Перед пуском ГТУ после ремонта или простоя в резерве свыше 3 суток должны быть проверены исправность и готовность к включению средств технологической защиты и автоматики, блокировок вспомогательного оборудования, масляной системы, резервных и аварийных маслонасосов, СИТ и средств оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

8.6.16 Пуск ГТУ запрещается в случаях:

- неисправности или отключения какой-либо из защит;
- дефектов системы регулирования, которые могут привести к превышению допустимой температуры газов или разгону турбины;
- неисправности одного из масляных насосов или системы их АВР;
- отклонения от норм качества топлива или масла, а также при температуре или давлении топлива (масла) ниже или выше установленных пределов;
- отклонения контрольных показателей теплового или механического состояния ГТУ от допустимых их значений.

Пуск ГТУ после аварийного останова или сбоях и отказах при предыдущем пуске запрещается, если причины этих отказов не устранены.

8.6.17 Перед зажиганием топлива в камерах сгорания тракты ГТУ должны быть провентилированы не менее 2 мин при работе на жидком и 5 мин при работе на газообразном топливе при вращении ротора пусковым устройством.

После любой неудачной попытки пуска ГТУ зажигание топлива без предварительной вентиляции трактов не менее 4 мин при работе на жидком и 10 мин при газообразном топливе запрещается. Продолжительность вентиляции в зависимости от компоновки тракта, вида топлива и типа ГТУ должно быть конкретизировано в местной инструкции по эксплуатации ГТУ.

8.6.18 Пуск ГТУ должен быть немедленно прекращен действием защит или персоналом в случаях:

- а) нарушения установленной последовательности пусковых операций;
- б) повышения температуры газов выше допустимой по графику пуска;
- в) повышения нагрузки пускового устройства выше допустимой;
- г) не предусмотренного инструкцией снижения частоты вращения разворачиваемого вала после отключения пускового устройства;
- д) помпажных явлений в компрессорах ГТУ.

8.6.19 Газотурбинная установка должна быть немедленно отключена действием защит или персоналом в случаях:

- а) недопустимого повышения температуры газов перед турбиной (турбинами);
- б) повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела;
- в) обнаружения трещин или разрыва масло- или топливопроводов высокого давления;
- г) недопустимого осевого сдвига, недопустимых относительных перемещений роторов компрессоров и турбин;
- д) недопустимого снижения давления масла в системе смазки или уровня в масляном баке, а также недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или температуры любой из колодок упорного подшипника;
- е) появлении металлических звуков (скрежета, стуков), необычных шумов внутри турбомашин и аппаратов ГТУ;
- ж) возрастания вибрации подшипниковых опор выше допустимых значений согласно 8.6.30;
- и) появления искр или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или турбогенератора;
- к) воспламенения масла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;
- л) взрыва (хлопка) в камерах сгорания или газоходах;
- м) погасания факела в камерах сгорания, недопустимого понижения давления жидкого или газообразного топлива;
- н) отсутствия напряжения на всех СИТ или устройствах регулирования и автоматизации;
- п) отключения турбогенератора вследствие внутреннего повреждения;
- р) возникновения помпажа компрессоров или недопустимого приближения к границе помпажа;
- с) недопустимого изменения давления воздуха за компрессорами.

Одновременно с отключением ГТУ действием защиты или персоналом должен быть отключен турбогенератор.

8.6.20 Газотурбинная установка должна быть разгружена и остановлена по решению технического руководителя электростанции (энергообъекта) в случаях:

- а) нарушения нормального режима работы основного и вспомогательного оборудования (при появлении сигналов предупредительной сигнализации), если устранение причин нарушения невозможно без останова;
- б) заедания стопорных, регулирующих и противопомпажных клапанов;
- в) обледенения воздухозаборного устройства, если не удастся устранить обледенение при работе ГТУ под нагрузкой;
- г) недопустимого повышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, камер сгорания, переходных трубопроводов, если снизить эту температуру изменением режима работы ГТУ не удастся;
- д) недопустимого увеличения неравномерности измеряемых температур газов;
- е) недопустимого повышения температуры воздуха перед компрессорами высокого давления, а также в случаях нарушения нормального водоснабжения;
- ж) при неисправности отдельных защит или оперативных СИТ.

8.6.21 При загорании отложений в регенераторах или подогревателях сетевой воды, если не происходит опасного изменения параметров, ГТУ должна быть оставлена в работе для обеспечения охлаждения теплообменных поверхностей.

При загорании отложений на остановленной ГТУ должны быть включены противопожарные установки;

8.6.22 После отключения ГТУ должна быть обеспечена эффективная вентиляция трактов и других мест, где это предусмотрено, проведена продувка топливных коллекторов и форсунок (горелок) воздухом или инертным газом. По окончании вентиляции должны быть перекрыты всасывающий и (или) выхлопной тракты.

Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остывании ГТУ должны быть указаны в местной инструкции по эксплуатации ГТУ.

8.6.23 На электростанциях (энергообъектах) должны быть установлены регламент технического обслуживания ГТУ, технология и периодичность выполнения регламентных работ.

8.6.24 Регламент технического обслуживания должен предусматривать:

- визуальную диагностику проточной части, без разборки турбомашин и аппаратов, в местах согласно местной инструкции по эксплуатации с применением специальных оптических или волоконно-оптических приборов, если это предусмотрено заводами-изготовителями;

- периодические удаления отложений из проточной части ГТУ без разборки турбомашин и аппаратов с применением растворов технических моющих средств и мягких абразивов;

- проверку работы системы защиты и автоматического управления ГТУ, включая контрольные автоматические пуски ГТУ с проверкой соответствия основных параметров воздуха и газов, давления топлива и нагрузки пускового устройства расчетному графику пуска;

- осмотр и проверку герметичности, производительности топливных форсунок и угла распыливания топлива на выходе из них;

- проверку АВР резервных и аварийных масляных насосов ;

- проверку плотности трактов, клапанов, шиберов и арматуры;

- осмотр и проверку топливных насосов и насосов системы технического водоснабжения;

- осмотр и очистку масляных, топливных и водяных фильтров;

- восстановление эффективности шумоглушащих устройств;

- профилактику оборудования с целью снижения концентрации вредных веществ в уходящих в газы.

8.6.25 В процессе эксплуатации на основании наблюдений и показаний приборов должна проводиться параметрическая и вибрационная диагностика, включающая анализ:

- соответствия мощности ГТУ расчетной и нормативной;

- степени загрязнения и запасов устойчивости компрессоров;

- эффективности теплообменных аппаратов;

- неравномерности измеряемых температур на входе и выходе турбин;

- давления топлива и воздуха (газов), а также давления и температуры масла в характерных точках;

- вибрации турбин, компрессоров, турбогенераторов и возбудителей.

Предельные значения отклонений контролируемых параметров от паспортных не должны превышать заданных заводами-изготовителями или указанных в технических условиях на поставку.

8.6.26 Все проверки и испытания системы регулирования и защиты ГТУ от повышения частоты вращения должны выполняться в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей.

8.6.27 Проверка действия защит от превышения температуры газов в турбинах должна проводиться не реже одного раза в 4 месяца.

8.6.28 Проверка работы системы регулирования ГТУ мгновенным сбросом электрической нагрузки путем отключения турбогенератора от сети должна проводиться:

- при приемке ГТУ в эксплуатацию после монтажа;

- после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику турбоагрегата или статическую и динамическую характеристики системы регулирования.

- при выявлении существенных изменений статических и динамических характеристик регулирования в процессе эксплуатации и устранения при ремонте обнаруженных недостатков.

8.6.29 Периодически работающие ГТУ должны быть в постоянной готовности к пуску. Если их включения в работу не требуется, исправность оборудования и систем таких ГТУ должна проверяться один раз в смену, а контрольные автоматические пуски с нагружением агрегата должны проводиться не реже одного раза в неделю.

8.6.30 При работе ГТУ среднеквадратические значения виброскорости подшипниковых опор турбин, компрессоров, турбогенератора и возбуждителя должны быть не выше $4,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$.

При превышении нормативного значения вибрации должны быть приняты меры к ее снижению в срок не более 30 суток.

При вибрации свыше $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ эксплуатировать турбоагрегаты более 7 суток запрещается.

Турбина должна быть отключена действием защиты или вручную при повышении вибрации турбоагрегата до $11,2 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$.

Газотурбинная установка должна быть немедленно остановлена, если при установившемся режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на $1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ и более от любого начального уровня.

Газотурбинная установка должна быть разгружена и остановлена, если произойдет плавное возрастание:

-за период до 3 суток любой составляющей (компоненты) вибрации одной из опор валопровода на $2 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$;

-независимо от продолжительности возрастания любой составляющей (компоненты) вибрации одной из опор валопровода на $3 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$.

Вибрация должна измеряться и регистрироваться с помощью стационарной аппаратуры непрерывного контроля. Допускается, до монтажа аппаратуры непрерывного контроля вибрации подшипников по среднеквадратическому значению виброскорости, оценивать вибрационное состояние ГТУ исходя из соотношений, приведенных в таблице 8.9.

Таблица 8.9

Наименование параметра		Значение	
Среднеквадратическое значение виброскорости, $\text{мм}\cdot\text{с}^{-1}$		4,5	7,1
Эквивалентное значение размаха виброперемещений, мкм			
При частотах вращения турбины, с^{-1} (об/мин):	50,0 (3000)	30	65
	66,7 (4000)	25	50
	83,3 (5000)	20	40
	100,0 (6000) и более	15	35

Вибрационное состояние авиационных и судовых газотурбинных двигателей, работающих в составе энергетических установок, должно быть определено по техническим условиям на поставку. Однако при этом двигатели не должны вызывать вибрации связанного с ними оборудования сверх указанного выше уровня.

8.6.31 Для каждого вала ГТУ должны быть установлены длительность нормального выбега ротора и номинальное значение силы электрического тока электродвигателя валоповоротного устройства.

Длительность выбега роторов и сила тока должны измеряться и регистрироваться в суточной ведомости при всех остановках ГТУ. При отклонении времени выбега или силы электрического тока от нормальных, а также при возникновении посторонних шумов во время выбега должна быть выявлена причина отклонений и приняты меры к их устранению.

8.6.32 При выводе ГТУ в длительный резерв должны быть приняты меры к ее консервации. Продолжительность останова, при которой требуется консервация, перечень подлежащих консервации узлов и технология ее проведения, должны быть указаны в технических условиях на ГТУ.

8.6.33 Периодичность средних и капитальных ремонтов должна быть установлена согласно техническим условиям в зависимости от режимов и продолжительности работы ГТУ, количества пусков и используемого топлива с учетом фактического состояния.

8.7 Водоподготовка и водно-химический режим электростанций и тепловых сетей

8.7.1 Общие положения

8.7.1.1 Режим эксплуатации водоподготовительных установок и водно-химический режим должны обеспечивать работу ТЭС, АЭС, ИТ и тепловых сетей без повреждений и снижения экономичности оборудования, обусловленных коррозией внутренних поверхностей водоподготовительного, теплоэнергетического и сетевого оборудования, без образования накипи и отложений на теплообменных поверхностях, отложений в проточной части турбин, шлама в оборудовании и трубопроводах.

8.7.1.2 Организацию и контроль водно-химического режима работы оборудования должен производить персонал химического цеха (лаборатории или соответствующего подразделения) ТЭС, АЭС, ИТ и предприятий, которые эксплуатируют тепловые сети.

Включение в работу и отключение любого оборудования, которое может ухудшить качество воды и пара, должно быть согласовано с химическим цехом (лабораторией или соответствующим подразделением).

Внутренние осмотры оборудования, отбор проб отложений, вырезки образцов труб, составление актов осмотра, а также расследование технологических нарушений и неполадок, связанных с водно-химическим режимом, должен выполнять персонал соответствующего технологического цеха при участии персонала химического цеха (лаборатории или соответствующего подразделения).

Любые изменения проектных схем и конструкций оборудования, которые могут влиять на работу водоподготовительных установок и установок для очистки конденсатов, а также на водно-химический режим ТЭС, АЭС, ИТ и тепловых сетей должны быть согласованы энергокомпанией или специализированной службой вышестоящей организации.

8.7.1.3 Применение новых методов водоподготовки и водно-химических режимов должно согласовываться с Минтопэнерго Украины, а для АЭС – с органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности.

8.7.2 Водоподготовка и коррекционная обработка воды

8.7.2.1 Водоподготовительные установки должны обеспечивать компенсацию потерь пара и воды как в стационарном, так и в аварийных режимах эксплуатации (ТЭС, АЭС, ИТ, тепловых сетей) при обеспечении установленных норм качества добавочной воды.

8.7.2.2 Водоподготовительные установки со всем вспомогательным оборудованием, включая склады реагентов, должны быть смонтированы и сданы для пусковой наладки за 2 месяца до начала предпусковой очистки теплоэнергетического оборудования.

Установки для очистки конденсата турбин и грязных конденсатов, а также установки коррекционной обработки воды должны быть смонтированы и сданы для пусковой наладки за 2 месяца до пуска энергоблока (котла, РУ) и включены в работу во время его пуска.

Общестанционные баки запаса обессоленной воды и конденсата должны быть смонтированы с нанесением на них антикоррозионного покрытия до начала предпусковой очистки оборудования первого энергоблока (котла, РУ) электростанции.

На АЭС готовность установки очистки добавочной воды, обработки загрязненных и сточных вод со вспомогательным оборудованием, очистки конденсата турбин, загрязненных конденсатов, продувочной воды, радиоактивных вод, коррекционной обработки воды, готовность общестанционных баков обессоленной воды и конденсата к соответствующим этапам (подэтапам) введения энергоблока в эксплуатацию определяется “Программой введения энергоблока АЭС в эксплуатацию”.

8.7.2.3 Устройства механизации и автоматизации технологических процессов водоподготовки, очистки конденсата, а также коррекционной обработки воды и приборы автоматического химического контроля должны быть включены в работу при пуске соответствующих установок и агрегатов.

8.7.2.4 Эксплуатация оборудования, трубопроводов и арматуры установок водоподготовки и очистки конденсата, а также строительных конструкций, поверхности которых соприкасаются с коррозионно-активной средой, допускается при условии выполнения на этих поверхностях антикоррозионного покрытия или изготовления их из коррозионно-стойких материалов.

Оборудование и трубопроводы установок для обработки радиоактивных вод АЭС, должны изготавливаться из материалов, стойких к воздействию коррозионно-активной среды, радиоактивных загрязнений и материалов, которые дают возможность проводить дезактивацию. Арматура, импульсные линии и датчики СИТ и автоматики, которые используются в таких установках, должны быть выполнены из нержавеющей стали.

8.7.2.5 Ремонт оборудования водоподготовительных установок, установок для очистки конденсатов и коррекционной обработки воды должен производиться с периодичностью, утвержденной техническим руководителем энергопредприятия, но не реже, чем один раз в 10 лет. Измерение уровней фильтрующих материалов – 2 раза в год.

8.7.2.6 На энергоблоках сверхкритического давления разрешается применение следующих водно-химических режимов: гидразинно-аммиачного, нейтрально-кислородного, кислородно-аммиачного, гидразинного при соблюдении условий, предусмотренных НД.

8.7.2.7 На котлах с естественной циркуляцией должно проводиться фосфатирование котловой воды путем дозирования фосфатного раствора в барабан котла. При необходимости должно корректироваться значение рН котловой воды раствором едкого натра. На котлах с давлением 40–100 кгс/см² (4–10 Мпа) разрешается применение трилонной обработки котловой воды вместо фосфатирования.

8.7.2.8 На котлах с давлением 70 кгс/см² (7 Мпа) и выше обработка конденсата или питательной воды должна производиться только гидразином, кроме котлов с кислородным водно-химическим режимом и котлов с отпуском пара на предприятия пищевого, микробиологического, фармацевтического производства, где существует запрет санитарных органов на наличие гидразина в паре.

8.7.2.9 На котлах давлением до 70 кгс/см² (7,0 Мпа) при необходимости глубокого удаления кислорода из питательной воды в дополнение к термической деаэрации можно проводить обработку питательной воды сульфатом натрия или гидразином.

8.7.2.10 Поддержание необходимых значений рН питательной воды должно осуществляться вводом аммиака.

8.7.2.11 На АЭС с реакторами ВВЭР должна производиться обработка питательной воды парогенераторов и конденсата турбин аммиаком, гидразином, морфолином или другими аминоксодержащими реагентами, применение которых согласовано в установленном порядке с регулирующими органами.

При снижении значения рН продувочной воды парогенераторов ниже нормируемой величины допускается дозирование в питательную воду гидроксида лития или другого реагента, согласованного с органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности.

8.7.3 Химический контроль

8.7.3.1 Химический контроль должен обеспечивать:

- своевременное выявление нарушений режимов работы водоподготовительного, теплотехнического и теплосетевого оборудования, приводящих к коррозии, накипеобразованию и отложениям;
- определение с необходимой точностью и периодичностью всех нормированных проектом и НД показателей качества технологических сред ТЭС, АЭС и других теплоэнергетических предприятий;
- определение качества или состава воды, пара, конденсата, отложений, реагентов, консервирующих и промывочных растворов, топлива, шлака, золы, газов, масел и сточных вод;
- проверку загазованности производственных помещений, баков, колодцев, каналов и других объектов;
- определение качества, количества вредных выбросов ТЭС, АЭС и ИТ в атмосферу;
- контроль за состоянием оборудования, находящегося в длительном резерве и консервации.

8.7.3.2 Эксплуатация электростанции может быть разрешена только после оснащения экспресс-лаборатории и центральной лаборатории устройствами и приборами для осуществления в полном объеме указанного выше химического контроля.

8.7.3.3 Все турбины давлением свежего пара от 9 до 24 Мпа должны быть оснащены автоматическим химконтролем за качеством свежего пара перед турбиной по содержанию натрия, значения рН и электропроводности.

8.7.3.4 На всех контролируемых участках пароводяного тракта должны быть установлены пробоотборники воды и пара с холодильниками для охлаждения проб до 20–40°С. Все линии отбора проб и поверхности охлаждения холодильников должны изготавливаться из нержавеющей стали.

На ТЭС с энергоблоками мощностью 200 МВт и более и на ТЭЦ с агрегатами мощностью 50 МВт и более линии отбора проб должны выводиться в специальное, имеющее вентиляцию помещение, примыкающее к экспресс-лаборатории.

На АЭС чистые и загрязненные пробы выводятся в отдельные изолированные помещения.

8.7.3.5 В дополнение к внутреннему осмотру оборудования должен быть организован контроль состояния внутренних поверхностей оборудования по вырезанным образцам труб, взятым пробам отложений из проточной части турбин.

Места и периодичность вырезки образцов труб должны определяться в соответствии с действующими НД.

На основании внутреннего осмотра оборудования и оценки количества и химического состава отложений должен быть составлен акт о состоянии внутренней поверхности оборудования, о необходимости проведения эксплуатационной химической очистки или принятия других мер, препятствующих коррозии и образованию отложений.

8.7.4 Нормы качества пара и воды

8.7.4.1 Качество пара прямооточных котлов должно удовлетворять нормам*:

натрий, не более.....	5 мкг/дм ³ ;
кремниевая кислота, не более.....	15 мкг/дм ³ ;
удельная электропроводность, не более.....	0,3 мкСм/см;
значение рН, не менее.....	7,5.

При нейтрально-кислородном водно-химическом режиме допускается значение рН не менее 6,5.

8.7.4.2 Качество питательной воды прямооточных котлов должно удовлетворять нормам:

общая жесткость, не более.....	0,2 мкг-экв/дм ³ ;
натрий, не более.....	5 мкг/дм ³ ;
кремниевая кислота, не более.....	15 мкг/дм ³ ;
железо, не более.....	10 мкг/дм ³ ;
растворенный кислород при кислородных режимах	100–200 мкг/дм ³ ;
удельная электропроводность, не более.....	0,2 мкСм/см;
медь в воде перед деаэратором, не более.....	5 мкг/дм ³ **;
растворенный кислород в воде после деаэратора (при отсутствии кислородных режимов), не более.....	10 мкг/дм ³ ;
значение рН при режимах:	
гидразинно-аммиачном.....	9,1±0,1,

*Нормы качества пара и воды здесь и ниже по содержанию натрия, железа, меди и аммиака отражают суммарное количество соответственно Na, Fe, Cu, NH₃, входящих в состав различных соединений по содержанию кремниевой кислоты в пересчете на SiO₂, фосфатов - в пересчете на PO₄³⁻; удельная электропроводность приведена для Н-катионированной пробы или дегазированной пробы в пересчете на температуру 25 °С, значение рН – также в пересчете на температуру 25°С.

**При оснащении в конденсатно-питательном тракте всех теплообменников трубками из нержавеющей стали или другими коррозионно-стойкими материалами – не более 2 мкг/дм³.

гидразинном.....	7,7±0,2,
кислородно-аммиачном.....	8,0±0,5,
нейтрально-кислородном.....	7,0±0,5;
гидразин, мкг/дм ³ при режимах:	
гидразинно-аммиачном.....	20–60,
гидразинном.....	80–100,
при пуске и остановке.....	до 3000;
содержание нефтепродуктов в конденсате (до конденсатоочистки), не более.....	0,1 мг/дм ³

8.7.4.3 На ТЭС с прямоточными котлами на давление пара 140 кгс/см² (14 МПа), где проектом не была предусмотрена очистка всего конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, допускается содержание натрия в питательной воде и паре при работе котлов не более 10 мкг/дм³, общая жесткость питательной воды должна быть не более 0,5 мкг-экв/дм³, а содержание в ней железа – не более 20 мкг/дм³.

Для прямоточных котлов давлением 100 кгс/см² (10 МПа) и менее нормы качества питательной воды, пара и конденсата турбин при работе котлов должны быть установлены ЭГК или соответствующей вышестоящей организацией на основе опыта эксплуатации.

8.7.4.4 Качество теплоносителя первого и второго контура АЭС с реакторами ВВЭР должно отвечать требованиям действующих отраслевых нормативных документов, регламентирующих технические требования к качеству и способы обеспечения.

8.7.4.5 При пуске энергоблока с прямоточным котлом технология вывода загрязнений из пароводяного тракта должна соответствовать действующим НД в зависимости от продолжительности предшествующего простоя энергоблока, а также с учетом длительности предыдущей рабочей смены и объема ремонтных работ на поверхностях нагрева котла.

Технология вывода загрязнений из пароводяного тракта при пусках прямоточных котлов давлением 100 кгс/см² (10 МПа) и менее должна быть установлена ЭГК или соответствующей вышестоящей организацией на основе опыта эксплуатации.

8.7.4.6 При пуске энергоблока с прямоточным котлом после доведения нагрузки до заданной диспетчерским графиком или при подключении второго котла дубль-блока в течении первых двух суток допускается превышение не более чем на 50 % удельной электропроводности пара, а также содержания в нём натрия и кремниевой кислоты, а в

питательной воде – удельной электропроводности, общей жесткости, содержания натрия, кремниевой кислоты, железа и меди. При этом в первые сутки содержание железа и кремниевой кислоты допускается до 50 мкг/дм³ по каждому из этих составляющих.

При пуске энергоблока с прямоточным котлом после капитального и среднего ремонта и консервации превышение норм не более чем на 50 % допускается в течение 4 суток. При этом, в первые сутки содержание железа и кремниевой кислоты допускается до 100 мкг/дм³ по каждому из этих составляющих.

8.7.4.7 Среднее по всем точкам отбора качество насыщенного пара котлов с естественной циркуляцией, а также качество перегретого пара после всех устройств для регулирования его температуры должно удовлетворять нормам, приведенным в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Нормативные значения содержания натрия в паре котлов

Наименование параметра	Значение		
	40 (4)	100 (10)	140 (14)
Номинальное давление пара за котлом, кгс/см ² (МПа)	40 (4)	100 (10)	140 (14)
Содержание натрия, мкг/дм ³ не более:			
для ТЭС конденсационных	60	15	5
для ТЭЦ	100	25	5
для других источников теплоснабжения	не нормируется		

Содержание кремниевой кислоты для котлов давлением 70 кгс/см² (7 МПа) и выше на конденсационных ТЭС должно быть не более 15 мкг/дм³, на ТЭЦ – не более 25 мкг/дм³.

Значение рН для котлов всех давлений должно быть не менее 7,5.

Удельная электропроводность должна быть:

- для котлов давлением 100 кгс/см² (10 МПа) не более 0,5 мкСм/см для дегазированной Н-катионированной пробы или 1,5 мкСм/см для Н- катионированной;
- для котлов давлением 140 кгс/см² (14 МПа) не более 0,3 мкСм/см для дегазированной Н-катионированной пробы или 1,0 мкСм/см для Н- катионированной.

8.7.4.8 Качество питательной воды котлов с естественной циркуляцией должно удовлетворять нормам, приведенным в таблице 8.11.

Содержание натрия для котлов давлением 140 кгс/см² (14 МПа) должно быть не более 50 мкг/дм³. Допускается с разрешения энергокомпании корректировка норм содержания натрия в питательной воде на ТЭЦ в случае, если на ней не установлены газоплотные или другие котлы с повышенными локальными тепловыми нагрузками экранов и регулирование перегрева пара осуществляется впрыском собственного конденсата.

Удельная электропроводность Н-катионированной пробы питательной воды для котлов давлением 140 кгс/см² (14 МПа) должна быть не более 1,5 мкСм/см.

Допускается с разрешения энергокомпании соответствующая корректировка нормы удельной электропроводности в случаях корректировки нормы содержания натрия в питательной воде.

Содержание гидразина (при обработке воды гидразином) должно составлять от 20 до 60 мкг/дм³; в период пуска и останова котла допускается содержание гидразина до 3000 мкг/дм³.

Таблица 8.11 – Нормативные значения качества питательной воды котлов с естественной циркуляцией.

Наименование параметра	Значение		
	40 (4)	100 (10)	140 (14)
Номинальное давление пара за котлом, кгс/см ² (МПа)	40 (4)	100 (10)	140 (14)
Общая жесткость, мкг-экв/дм ³ , не более, для котлов:			
на жидком топливе	5	1	1
на других видах топлива	10	3	1
Содержание железа, мкг/дм ³ , не более, для котлов:			
на жидком топливе	50	20	20
на других видах топлива	100	30	20

Содержание меди в воде перед деаэратором, мкг/дм ³ , не более, для котлов:			
на жидком топливе	10	5	5
на других видах топлива	не нормируется	5	5
Содержание растворенного кислорода в воде после деаэратора, мкг/дм ³ , не более	20	10	10
Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более	0,5	0,3	0,3
Значение рН*	8,5-9,5	9,1±0,1	9,1±0,1
Номинальное давление пара за котлом, кгс/см ² (МПа)	70-100 (7,0-10,0)		140(14,0)
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм ³ , не более:			
для ТЭС и отопительных ТЭЦ	80		30
для ТЭЦ с производственным отбором пара	Устанавливается теплехимическими испытаниями		60
* При восполнении потерь пара и конденсата химически очищенной водой допускается повышение рН до 10,5.			

Содержание аммиака (свободного и входящего в соединения) должно быть не более 1000 мкг/дм³; в отдельных случаях, с разрешения энергокомпании, допускается увеличение содержания аммиака до величины, обеспечивающей поддержание необходимого значения рН пара, но не приводящей к превышению норм содержания в питательной воде меди.

Содержание свободного сульфита (при сульфитировании) должно быть не более 2 мг/дм³.

Суммарное содержание нитратов и нитритов для котлов давлением 140 кгс/см² (14 МПа) должно быть не более 20 мкг/дм³; для котлов давлением 100 кгс/см² (10 МПа) и менее допустимое содержание нитратов и нитритов должно быть установлено энергокомпанией на основе имеющегося опыта эксплуатации, исходя из условий обеспечения безаварийной и экономичной работы оборудования, при этом для котлов давлением 70 кгс/см² (7 МПа) и менее содержание нитратов не нормируется.

8.7.4.9 Качество питательной воды и пара котлов с естественной циркуляцией давлением менее 40 кгс/см² (4 МПа) должно соответствовать ГОСТ 20995 "Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества питательной воды и пара". Для электростанций и отопительных котельных, ТЦ, СТ на которых установлены котлы с давлением пара, отличающимся от стандартизованных значений, нормы качества пара и питательной воды должны быть скорректированы энергокомпаниями.

8.7.4.10 Нормы качества котловой воды, режимы непрерывной и периодической продувок должны быть установлены на основе инструкций завода-изготовителя котла, типовых инструкций по ведению водно-химического режима, или результатов теплехимических испытаний, проводимых электростанцией, службами энергокомпаний, или специализированными организациями. Теплехимические испытания котлов с выдачей режимных карт должны также проводиться после капитальных ремонтов.

8.7.4.11 Качество котловой воды котлов с естественной циркуляцией должно удовлетворять нормам, приведенным в таблице 8.12.

Таблица 8.12 – Нормативные значения качества котловой воды котлов с естественной циркуляцией.

Наименование параметра	Значение					
	40 (4)		100 (10)		140 (14)	
Номинальное давление пара за котлом, кгс/см ² , (МПа)	чистый отсек	солёный отсек	чистый отсек	солёный отсек	чистый отсек	солёный отсек

Значение pH	≥ 9,3	≤ 11,8	≥ 9,3	≤ 11,2	9,0-9,5	≤ 10,5
Относительная щелочность, %	≤ 20* ≤ 50**		≤ 50		≤ 30	
Соотношение щелочности	Щ _{фф} ≥ 0,5 Щ _{общ}		Щ _{фф} ≥ 0,5 Щ _{общ}		Щ _{фф} = (0,2-0,5) Щ _{общ}	Щ _{фф} = (0,5-0,7) Щ _{общ}
Содержание фосфатов, мг/дм ³	2-6		2-6	≥ 30	0,5-2,0	≥ 12
* Для котлов с барабанами, имеющими заклепочные соединения.						
** Для котлов со сварными барабанами и креплением труб вальцовкой.						

Допускается с разрешения энергокомпании по результатам теплотехнических испытаний корректировка норм качества котловой воды на ТЭЦ.

8.7.4.12 При пуске энергоблока с котлом с естественной циркуляцией давлением 140 кгс/см² (14 МПа) к моменту достижения давления в барабане котла 90 кгс/см² допускается превышение эксплуатационных норм по жесткости и кремнекислоте не более чем на 100 %.

В первые 3 суток с момента достижения номинальных параметров превышение эксплуатационных норм по железу, меди, кремнекислоте, общей жесткости допускается не более чем на 50%.

При пуске энергоблока с барабанным котлом после капитального, среднего ремонта и консервации превышение норм не более чем на 50 % допускается в течение 4 суток.

8.7.4.13 Расход воды при непрерывной продувке котла должен измеряться расходомером и поддерживаться в следующих пределах:

– для установившегося режима при восполнении потерь обессоленной водой или дистиллятом испарителей – не более 1 % и не менее 0,5 % производительности котла, а при восполнении потерь химически очищенной водой - не более 3 % и не менее 0,5 %; при пуске котла из монтажа, ремонта или простоя в резерве допускается увеличение продувки до 2-5%; длительность работы котла с увеличенной продувкой должна быть установлена химическим цехом (лабораторией или соответствующим подразделением);

– при высокой минерализации исходной воды, большом невозврате конденсата от потребителей допускается увеличение размеров продувки до 5 %.

Периодические продувки котлов из нижних точек должны осуществляться при каждом пуске и останове котла, а также во время работы котла по графику, разработанному электростанцией или службами энергокомпании с учетом местных условий.

8.7.4.14 Для энергоблоков АЭС при работе в стационарном режиме и соблюдении нормы качества рабочей среды второго контура расход непрерывной продувки каждого парогенератора должен составлять не менее 0,5 % его паропроизводительности.

Периодическая продувка каждого парогенератора в стационарном режиме при соблюдении норм качества рабочей среды проводится с расходом не менее 1 % паропроизводительности парогенератора с периодичностью один раз в сутки и продолжительностью не менее 1 ч для каждого парогенератора.

Продувка при нарушении норм или тенденции к нарушению норм проводится с максимально возможным расходом до устранения нарушения.

8.7.4.15 Режим продувки котлов промышленных и отопительных котельных поддерживается согласно инструкций заводов-изготовителей с учетом местных условий эксплуатации.

8.7.4.16 Качество воды, применяемой для впрыскивания при регулировании температуры перегретого пара, должно быть таким, чтобы качество перегретого пара соответствовало нормам.

8.7.4.17 В случае ухудшения качества пара прямооточных котлов давлением 255 кгс/см² (25 МПа):

- причина увеличения удельной электропроводности до 0,5 мкСм/см, содержания натрия до 10 мкг/дм³ должна быть устранена не позже чем за 72 ч;
- причина увеличения удельной электропроводности от 0,5 до 1,0 мкСм/см, содержания натрия от 10 до 15 мкг/дм³ должна быть устранена не позже чем за 24 ч;
- если указанные выше нарушения невозможно устранить в течение соответственно 72 и 24 ч, а также при увеличении удельной электропроводности более 1,0 мкСм/см, содержания натрия более 15 мкг/дм³ или снижении рН ниже 5,5 турбина должна быть остановлена в течение 24 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

8.7.4.18 В случае ухудшения качества пара котлов с естественной циркуляцией:

- причина превышения норм натрия, кремниевой кислоты, удельной электропроводности не более чем в два раза должна быть устранена за 72 ч;
- причина превышения норм содержания натрия, кремниевой кислоты, удельной электропроводности от двух до четырех раз должна быть устранена за 24 ч;
- если указанные выше нарушения невозможно устранить в течение соответственно 72 и 24 ч, а также при превышении норм содержания натрия, кремниевой кислоты и удельной электропроводности более чем в четыре раза или снижении рН ниже 5,5 турбина на блочных электростанциях или котел на электростанциях с поперечными связями должны быть остановлены в течение 24 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

8.7.4.19 В случае ухудшения качества питательной воды котлов с естественной циркуляцией:

- причина превышения норм общей жесткости, кремниевой кислоты, натрия не более чем в два раза должна быть устранена за 72 ч;
- причина превышения норм общей жесткости от двух до пяти раз, кремниевой кислоты, натрия более чем в два раза должна быть устранена за 24 ч;
- если невозможно устранить указанные выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч, а также при увеличении норм общей жесткости более чем в пять раз, котел должен быть остановлен в течение 4 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

До устранения причин нарушения качества питательной воды увеличиваются непрерывная и периодические продувки при более частом контроле качества пара, а при превышении норм содержания общей жесткости проводится усиленное фосфатирование котловой воды. При этом для котлов 140 кгс/см² (14 МПа) допускается увеличение избытка фосфатов до 12 мг/дм³.

В случае снижения в котловой воде значения рН ниже 7,5 и невозможности повышения его путем дозирования едкого натра или за счет устранения причин нарушения котел должен быть немедленно остановлен.

8.7.4.20 Качество конденсата турбин после конденсатных насосов первой ступени электростанций с прямооточными котлами давлением 140-255 кгс/см² (14-25 МПа) должно отвечать нормам, не более:

- общая жесткость 0,5 мкг-экв/дм³; при очистке 100 % конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, допускается временное повышение указанной нормы на срок не более 4 суток при условии соблюдения норм питательной воды;
- удельная электропроводность 0,5 мкСм/см;
- содержание растворенного кислорода после конденсатных насосов 20 мкг/дм³.

8.7.4.20 Качество конденсата турбин электростанций с котлами с естественной циркуляцией должно отвечать нормам, приведенным в таблице 8.12.

Таблица 8.13 - Нормативные значения общей жесткости в конденсате турбин электростанций с котлами с естественной циркуляцией

Наименование параметра	Значение		
	40 (4)	100 (10)	140 (14)
Номинальное давление пара за котлом, кгс/см ² (МПа)	40 (4)	100 (10)	140 (14)
Общая жесткость, мкг-экв/дм ³ , не более, для котлов:			
на жидком топливе	5	1	1
на других видах топлива	10	3	1

Содержание растворенного кислорода после конденсатных насосов должно быть не более 20 мкг/дм³.

Нормы качества рабочей среды для заполнения парогенераторов АЭС, питательной и продувочной воды в период гидравлических испытаний, пусков, во время работы, останова и во время эксплуатации энергоблока должны отвечать требованиям действующих отраслевых НД, регламентирующих технические требования к качеству и способы обеспечения.

8.7.4.22 Качество обессоленной воды из БЗК для подпитки прямоточных котлов должно отвечать нормам, не более:

Общая жесткость	0,2 мкг-экв/дм ³ ;
Содержание кремниевой кислоты	20 мкг/дм ³ ;
Содержание натрия	15 мкг/дм ³ ;
Удельная электропроводность	0,5 мкСм/см.

Качество обессоленной воды для подпитки котлов с естественной циркуляцией давлением 140 кгс/см² (14 МПа) должно отвечать, не более:

общая жесткость	1 мкг-экв/дм ³ ;
содержание кремниевой кислоты	100 мкг/дм ³ ;
содержание натрия	80 мкг/дм ³ ;
удельная электропроводность	2,0 мкСм/см.

В отдельных случаях нормы качества обессоленной воды могут быть скорректированы энергокомпаниями в зависимости от местных условий (качества исходной воды, схемы водоподготовительной установки, типа фильтрующих материалов, доли обессоленной воды в балансе питательной) при условии соблюдения норм качества питательной воды.

Качество добавочной воды для подпитки барабанных котлов давлением 100 кгс/см² (10 МПа) и ниже, а также качество внутриванционных составляющих питательной воды прямоточных и барабанных котлов (конденсаты регенеративных, сетевых и других подогревателей, вод дренажных баков, баков нижних точек, баков запаса конденсата и других потоков) должно быть таким, чтобы обеспечивалось соблюдение норм качества питательной воды. При загрязненности внутриванционных составляющих питательной воды, вызывающей нарушение норм, они должны быть очищены или выведены из цикла.

8.7.4.23 При снижении щелочности исходной воды Н-Na-катионированием или подкислением, остаточная общая щелочность химически очищенной воды должна быть в пределах от 0,2 до 0,8 мг-экв/дм³.

8.7.4.24 При появлении в исходной воде или тракте водоподготовительной установки бактерий, вызывающих образование нитритов, должна проводиться периодическая обработка трубопроводов исходной воды и фильтрующих материалов осветлительных фильтров раствором хлорной извести.

8.7.4.25 Качество дистиллята испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата должно удовлетворять таким нормам: содержание натрия – не более 100 мкг/дм³, свободной углекислоты – не более 2 мг/дм³.

Дистиллят испарителей, применяемый для питания прямоточных котлов должен быть дополнительно очищен до приведенных выше норм качества обессоленной воды для подпитки котлов.

8.7.4.26 Качество питательной воды испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата должно удовлетворять таким нормам:

общая жесткость, не более	30 мкг-экв/дм ³ ;
общая жесткость при солесодержании исходной воды более 2000 мг/дм ³ , не более	75 мкг-экв/дм ³ ;
Содержание кислорода, не более	30 мкг/дм ³ ;
Содержание свободной углекислоты.....	0

В отдельных случаях на основании опыта эксплуатации по разрешению энергообъединения нормы качества питательной воды могут быть скорректированы.

При питании испарителей водой с общим солесодержанием более 2000 мг/дм³ допускается фосфатирование.

Нормы качества концентрата испарителей и режим продувок должны быть установлены на основании инструкций завода-изготовителя испарителя, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или результатов теплотехнических испытаний, проведенных электростанцией, службами энергообъединения или специализированными предприятиями.

8.7.4.27 Качество конденсата, возвращаемого с производства, должно удовлетворять следующим нормам, не более:

общая жесткость	50 мкг-экв/дм ³ ;
содержание железа	100 мкг/дм ³ ;
содержание меди	20 мкг/дм ³ ;
содержание кремниевой кислоты	120 мкг/дм ³ ;
значение рН	8,5–9,5;
перманганатная окисляемость	5 мгО ₂ /дм ³ ;
содержание нефтепродуктов	0,5 мг/дм ³ .

Возвращаемый конденсат не должен содержать потенциально кислых и щелочных соединений, вызывающих отклонение значения рН котловой воды от установленных норм более чем на 0,5 единицы при неизменном режиме коррекционной обработки фосфатами или фосфатами и едким натром. При наличии в возвращаемом конденсате потенциально кислых или щелочных соединений он не должен приниматься электростанцией.

Если качество конденсата, возвращаемого на электростанцию, не соответствует нормам качества питательной воды, должна быть предусмотрена его очистка до этих норм.

8.7.4.28 Качество воды для подпитки тепловых сетей должно удовлетворять нормам:

содержание свободной углекислоты.....	0;
значение рН для систем теплоснабжения:	
открытых.....	8,3–9,0*;
закрытых.....	8,3–9,5*;
содержание растворенного кислорода, не более	50 мкг/дм ³ ;
количество взвешенных веществ, не более	5 мг/дм ³ ;
содержание нефтепродуктов, не более	1 мг/дм ³ .

Для закрытых систем теплоснабжения с разрешения энергообъединения верхнее значение рН допускается не более 10,5 при одновременном уменьшении значения карбонатного индекса I_k^{**} до 0,1 (мг-экв/дм³)², нижний - может корректироваться в зависимости от интенсивности коррозионных процессов в оборудовании, трубопроводах систем теплоснабжения. Карбонатный индекс I_k должен быть не выше значений, приведенных в таблице 8.14.

Таблица 8.14 - Нормативные значения I_k воды для подпитки тепловых сетей

Оборудование	Температура нагрева сетевой воды, °С	I_k (мг-экв/дм ³) ² для систем теплоснабжения	
		Открытой	закрытой

Водогрейные котлы, установленные на электростанциях, в ТЦ, СТ, отопительных котельных	70-100	3,2	3,0
	101-120	2,0	1,8
	121-130	1,5	1,2
	131-140	1,2	1,0
	141-150	0,8	0,5
Сетевые подогреватели	70-100	4,0	3,5
	101-120	3,0	2,5
	121-140	2,5	2,0
	141-150	2,0	2,0
	151-200	1,0	0,5

Качество подпиточной воды открытых систем теплоснабжения (с непосредственным водоразбором) должно удовлетворять также требованиям к питьевой воде ДСанПіН “Вода питна. Гігієнічні вимоги до якості води централізованого господарського питного водопостачання“, утвержденные приказом МОЗ Украины от 23.12.96 г. № 383.

Подпиточная вода для открытых систем теплоснабжения должна быть подвергнута коагуляции для удаления из нее органических примесей, если цветность пробы воды при ее кипячении в течение 20 мин увеличивается сверх нормы, указанной в ДСанПіН.

При силикатной обработке воды для подпитки тепловых сетей с непосредственным разбором горячей воды содержание силикатов в подпиточной воде должно быть не более 50 мг/дм³ в пересчете на SiO₂.

При силикатной обработке подпиточной воды предельная концентрация кальция должна определяться с учетом суммарной концентрации не только сульфатов (для предотвращения выпадения CaSO₄), но и кремниевой кислоты (для предотвращения выпадения CaSiO₃) для соответствующей температуры нагрева сетевой воды с учетом ее превышения в пристенном слое труб котла на 40 °С.

* Верхний предел значения pH допускается только при глубоком умягчении воды, нижний – с разрешения энергообъединения может корректироваться в зависимости от интенсивности коррозионных процессов в оборудовании, трубопроводах систем теплоснабжения.

**Карбонатный индекс I_k – максимальное значение произведения общей щелочности и кальциевой жесткости воды (в мг-экв/дм³), выше которого протекает карбонатное накипеобразование с интенсивностью более 0,1 г/(м²·ч).

Для повышения pH среды возможна коррекционная обработка подпиточной воды с применением едкого натра.

Непосредственное дозирование гидразина и других токсичных веществ в подпиточную воду тепловых сетей и сетевую воду запрещается.

8.7.4.29 Качество сетевой воды должно удовлетворять нормам:

содержание свободной углекислоты	0;
значение pH для систем теплоснабжения:	
открытых	8,3–9,0*;
закрытых	8,3–9,5*;
содержание железа, мг/ дм ³ , не более, для систем теплоснабжения:	
открытых	0,3**;
закрытых	0,5;
содержание растворенного кислорода, не более	20мкг/дм ³ ;
количество взвешенных веществ, не более	5 мг/дм ³ ;
содержание нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более, для систем теплоснабжения:	
открытых	0,3,
закрытых	1.

Для закрытых систем теплоснабжения с разрешения энергообъединения верхний предел значения pH допускается не более 10,5 при одновременном уменьшении значения

карбонатного индекса до $0,1 \text{ (мг-экв/дм}^3\text{)}^2$, нижний предел может корректироваться в зависимости от коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения.

В начале отопительного сезона и в послеремонтный период допускается превышение норм на протяжении 4 недель для закрытых систем теплоснабжения и 2 недель для открытых систем по содержанию железа – до $1,5 \text{ мг/дм}^3$, растворенного кислорода – до 50 мкг/дм^3 и взвешенных веществ – до 15 мг/дм^3 .

Карбонатный индекс I_k должен быть не выше значений, приведенных в таблице 8.15.

Таблица 8.15 - Нормативные значения I_k сетевой воды*

Оборудование	Температура нагрева сетевой воды, °С	I_k , (мг-экв/дм ³) ²
Водогрейные котлы, установленные на электростанциях и ИТ	70-100	3,2
	101-120	2,0
	121-130	1,5
	131-140	1,2
	141-150	0,8
Сетевые подогреватели	70-100	4,0
	101-120	3,0
	121-140	2,5
	141-150	2,0
	151-200	1,0

* При подпитке теплосети натрий-катионированной водой значение I_k не должно превышать $0,5 \text{ (мг-экв/дм}^3\text{)}^2$ для температур нагрева сетевой воды 121–150 °С и $1,0 \text{ (мг-экв/дм}^3\text{)}^2$ для температур 70–120°С.

При открытых системах теплоснабжения по согласованию с органами санитарно-эпидемиологической службы допускается отступление от ДСанПиН по показателям цветности до 70^0 и содержанию железа до $1,2 \text{ мг/дм}^3$ на срок до 14 дней в период сезонных включений эксплуатируемых систем теплоснабжения, присоединением новых, а также после их ремонта.

* Верхний предел допускается только при глубоком умягчении воды.

** По согласованию с санитарными органами допускается $0,5 \text{ мг/дм}^3$.

По окончании отопительного сезона или при останове водогрейных котлов и теплосетей должны быть приняты меры, препятствующие стояночной коррозии.

8.7.4.30 Качество воды в системе охлаждения питательных электронасосов должно удовлетворять нормам, не более:

кремниевая кислота..... 50 мкг/дм^3 ;
железо..... 150 мкг/дм^3 .

8.7.4.31 Качество воды в системе регулирования турбины должно удовлетворять нормам, не более:

общая жесткость 10 мг-экв/дм^3 ;
железо 200 мкг/дм^3 ;
медь 200 мкг/дм^3 ;
содержание нефтепродуктов $0,3 \text{ мг/дм}^3$.

8.7.4.32 Качество воды в системе водяного охлаждения турбогенераторов должно удовлетворять нормам, не более:

значение рН (при 25 °С) $8,5 \pm 0,5$;
удельная электропроводность (при 25 °С) 5 мкСм/см ;
содержание кислорода 400 мкг/дм^3 ;
медь 100 мкг/дм^3 .

8.7.4.33 На электростанциях, работающих на органическом топливе, внутростанционные потери пара и конденсата (без учета потерь при работе форсунок, продувках и обдувках котлов, водных отмывках, обслуживании установок для очистки конденсата, деаэрации добавочной воды теплосети, разгрузки мазута) при номинальной нагрузке работающих котлов должны быть не более, % общего расхода питательной воды:

на конденсационных электростанциях..... 1,0;

на ТЭЦ с чисто отопительной нагрузкой..... 1,2;

на ТЭЦ с производственной или производственной и отопительной нагрузкой.... 1,6.

Для ИТ нормы устанавливаются на основании существующего опыта эксплуатации.

Общее значение потерь пара и конденсата на АЭС, оборудованных реакторами типа ВВЭР, не должно превышать 1% паропроизводительности энергоблоков.

При фактическом расходе питательной воды, меньшем номинального, нормы внутростанционных потерь соответственно увеличиваются, но не более чем в 1,5 раза.

Расчет общих потерь воды и пара на технологические нужды выполняется в соответствии с нормами и с учетом возможного повторного использования воды в цикле электростанции.

Для каждой электростанции общие нормы потерь пара и конденсата должна ежегодно утверждать энергокомпания, руководствуясь приведенными выше значениями и методическими указаниями по расчету потерь пара и конденсата.

8.7.5 Защита тепломеханического оборудования от стояночной коррозии

8.7.5.1 Во время простоя тепломеханического оборудования в оперативном состоянии резерва продолжительностью более 3 суток или консервации необходимо предусмотреть мероприятия для предотвращения коррозии внутренних и внешних поверхностей нагрева котла и пароводяного тракта основного и вспомогательного оборудования энергоблока (ТЭС).

Технология и методы защиты оборудования от стояночной коррозии должны быть определены согласно действующих НД в зависимости от его конструктивных особенностей, режима работы, характера и продолжительности простоя.

8.7.5.2 Перед остановкой энергоблока АЭС на срок более 3 суток должна проводиться пассивация внутренних поверхностей оборудования второго контура путем обработки рабочей среды гидразин-гидратом.

Дозирование аммиака во время пассивации прекращается. Парогенераторы поочередно продуваются с максимальным расходом для удаления шлама.

В случае непродолжительных остановов на время менее 3 суток пассивацию конденсатно-питательного тракта гидразин-гидратом можно не проводить.

Предотвращение коррозии парогенераторов на время остановки энергоблока более 10 суток производится согласно инструкции по эксплуатации парогенераторов.

Допускается использование других консервирующих реагентов по программе согласованной с органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности.

8.7.5.3 Для защиты от коррозии внутренних поверхностей оборудования и трубопроводов, остановленных на консервацию (продолжительный срок – больше года), необходимо использовать методы, которые не требуют отопления помещений. При этом обязательным является освобождение от воды всех трубопроводов энергообъектов, ИТ в том числе и тех, которые не входят в состав тепломеханического оборудования.

8.7.5.4 Для защиты от коррозии металла внешних поверхностей перед выводом в долговременный резерв или консервацию котла, который работал на твердом топливе, необходимо провести тщательную очистку наружных поверхностей нагрева от золовых отложений с помощью стационарных (штатных) способов очистки, а в случае необходимости применить водную обмывку.

Если перед выводом в резерв на срок более 3 суток или консервацию, котел работал на сернистом мазуте, необходимо применить дополнительные меры для очистки и удаления с низкотемпературных поверхностей нагрева, в частности РВП, отложений, которые содержат соединения серы, путем:

– перевода котла на сжигание природного газа на протяжении 2–3 суток (при возможности);

– проведения водной обмывки РВП.

В случае применения водной обмывки трактов РВП необходимо после этого провести нейтрализацию этих поверхностей щелочным раствором с pH 10–11.

Операции очистки и нейтрализации соединений серы необходимо проводить в соответствии с требованиями эксплуатационных инструкций.

8.7.5.5 После останова водогрейного котла в кратковременный резерв (до 3 суток) необходимо провести вентиляцию топки и газоходов, загерметизировать газоздушный тракт.

Если перед выводом в долговременный резерв водогрейный котел работал на сернистом мазуте, необходимо предусмотреть меры для предотвращения коррозии внешних поверхностей нагрева, аналогичные паровым котлам.

Во время простоя водогрейных котлов в резерве необходимо обеспечить поддержание температуры металла поверхностей нагрева и газоходов выше температуры конденсации водяного пара и периодически проводить вентиляцию топки и газоходов согласно инструкции по эксплуатации котлов.

8.7.5.6 За протеканием коррозионных процессов во время простоя оборудования необходимо вести контроль по индикаторам коррозии согласно действующих НД.

Интенсивность коррозии оценивается в зависимости от линейной скорости и представлена в таблице 8.16.

Таблица 8.16

Скорость коррозии, мм/год	Характеристика коррозионного процесса
0 – 0,02	практически отсутствует
0,02 – 0,04	Слабый
0,04 – 0,05	Средний
0,05 – 0,20	Сильный
свыше 0,20	Аварийный

8.8 Трубопроводы и арматура

8.8.1 Общие положения

8.8.1.1 Основные требования к устройству и безопасной эксплуатации трубопроводов и арматуры, установлены ДНАОП 0.00-1.11 “Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды” и ПНАЭ Г-7-008 “Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок”. Настоящий раздел устанавливает дополнительные требования к эксплуатации трубопроводов и арматуры.

8.8.1.2 Администрация владельца трубопроводов для обеспечения их исправности и безопасной эксплуатации назначает ответственное лицо из числа инженерно - технических работников энергообъекта, прошедшее проверку знаний в установленном порядке.

8.8.1.3 На энергообъекте должны быть перечни трубопроводов, подлежащих регистрации в местных органах Госнадзорохрантруда Украины, а также регистрируемых энергообъектом. В перечнях должны быть указаны лица, ответственные за безопасную эксплуатацию трубопроводов. На каждый трубопровод должен быть оформлен паспорт по

форме, предусмотренной ДНАОП 0.00-1.11.

8.8.1.4 После капитального и среднего ремонтов, а также ремонтов, связанных с вырезкой и переваркой участков трубопровода, заменой арматуры, наладкой опорноподвесной системы и заменой тепловой изоляции, перед включением оборудования в работу должны быть проверены:

- соответствие фактического выполненного объема ремонта плановому с оформлением необходимой документации (схемы, формуляры, сварочная документация, протоколы контроля металла, состояния и прокрутки арматуры, акты выполнения скрытых работ, приемки после ремонта и т.д.);
- выполнение замены или ремонта деталей трубопровода и арматуры с недопустимыми дефектами, выявленными в ходе ремонта;
- состояние опорноподвесной системы, на предмет отсутствия поврежденных опор и подвесок, перегруженных или полностью разгруженных опор (подвесок);
- затяжка пружинных опор (подвесок) согласно требованиям формуляров для холодного состояния (после восстановления изоляции);
- обеспечение возможности беспрепятственных тепловых перемещений самих трубопроводов, деталей опор (подвесок), арматуры и дренажных трубопроводов (далее дренажей);
- состояние тепловой изоляции на предмет отсутствия неизолированных участков трубопроводов, арматуры, дренажей, шунтовых (вентиляционных) перемычек;
- лёгкость хода подвижных частей арматуры;
- соответствие сигнализации крайних положений арматуры на щитах управления её фактическому положению;
- наличие и исправность средств обеспечения надежности трубопроводов (дренажи, предохранительные устройства, вспомогательные трубопроводы, индикаторы тепловых перемещений, СИТ, лестницы и площадки обслуживания);
- демонтаж временных креплений трубопровода, стяжек пружин, лесов, заглушек, отключений предохранительных клапанов и т.д.

8.8.1.5 На основании проектных, нормативных материалов и типовых инструкций для трубопроводов свежего пара, горячего и холодного промперегрева, питательной воды, должны быть разработаны и утверждены местные инструкции, учитывающие конкретные условия их эксплуатации.

В местных инструкциях должны быть приведены:

- особенности конструкции и эксплуатации трубопровода;
- рабочие и предельно-допустимые по условиям прочности параметры среды и противоаварийные указания;
- сведения о предохранительных устройствах и критериях их срабатывания;
- формуляры тепловых перемещений и затяжки пружинных подвесок в рабочем и холодном состояниях с указанием порядка выполнения контроля;
- схема (положение арматуры трубопровода и дренажей) при заполнении, в пусковых и стационарных режимах работы*;
- требования по обеспечению допустимых режимов прогрева, расхолаживания и контроля правильности их выполнения*; критерии контроля указанных режимов должны приниматься на основании типовых инструкций или РТМ 24.038.11 “Расчёт прочности трубопроводов энергоустановок для условий нестационарных температурных режимов” и ОСТ 108.031.09 “Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчёта на прочность. Методы определения толщины стенки”;
- сведения о СИТ на трубопроводе;
- сведения о переключениях арматуры трубопровода и дренажей при срабатывании защит и блокировок;
- конкретные указания сменному персоналу по объему ежедневного контроля трубопровода в рабочем состоянии (отсутствие парений сварных стыков, гибов,

фланцевых соединений, плотности предохранительных устройств и арматуры, отсутствие заземлений и повреждений подвесок, состояние сальниковых уплотнений, правильность указателей положения арматуры, наличие смазки приводов, винтовых пар и подшипников арматуры; отсутствие повышенной вибрации);

- сведения по объёму контроля, выполняемого другими подразделениями энергообъекта.

Для трубопроводов агрессивных жидкостей также должна быть составлена местная инструкция, учитывающая повышенные требования по охране труда.

Необходимость составления и объём инструкций по эксплуатации других трубопроводов определяется администрацией энергообъекта.

8.8.1.6 При любых эксплуатационных режимах (кроме гидравлического испытания), включая ошибочное открытие арматуры на входе в трубопровод, давление в трубопроводе кратковременно не должно превышать 1,1 проектного рабочего давления**. Это требование должно обеспечиваться за счет правильного выбора сортамента деталей трубопровода при проектировании или установкой на трубопроводе необходимых предохранительных устройств с достаточной пропускной способностью согласно «Гидравлического расчета котельных агрегатов. (Нормативный метод)» - М.: Энергия, 1978 и характеристикам предохранительных устройств.

При любом стационарном режиме работы трубопровода кратковременно температура среды в нем не должна превышать проектную сверх значения, приводящего к снижению прочности металла более чем на 10 % (должно быть оговорено в проектной документации). Для паропроводов, эксплуатируемых в условиях ползучести (при рабочей температуре выше 400 °С для углеродистой и 450 °С для легированной стали), дополнительно должна фиксироваться суммарная продолжительность эксплуатации с температурой, превышающей проектную на 5 °С и более, для оценки сокращения паркового ресурса.

При выявлении вибрации трубопровода в стационарном режиме работы необходимо определить зоны трубопровода с максимальной вибрацией и величину вибрации в этих зонах. Максимальная виброскорость трубопровода не должна превышать 15 мм·с⁻¹.

8.8.1.7 Система дренажей должна обеспечивать удаление влаги при прогреве, остывании и опорожнении трубопровода и, в необходимых случаях, прогрев тупиковых участков паропроводов до заданного уровня.

Для надёжного дренирования трубопроводов и надежности работы самих дренажей необходимо обеспечить выполнение следующих требований:

* допускается эти данные указывать в инструкциях по эксплуатации основного оборудования;

** для трубопроводов, изготовленных после 1977 г.

- горизонтальные участки трубопровода должны иметь уклон не менее 0,004 в сторону дренажа в диапазоне температур от холодного состояния до температуры насыщения при рабочем давлении; величина уклона не должна уменьшаться менее 0,004 при замене отдельных деталей трубопровода;

- для паропроводов свежего пара и промперегрева из легированных сталей наличие непрогреваемых тупиковых зон с температурой близкой или ниже температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению, в стационарном режиме работы не допускается;

- трассировка дренажных трубопроводов должна обеспечивать компенсацию собственных тепловых расширений и перемещений дренируемого трубопровода в месте установки штуцера для подключения дренажа;

- при объединении дренажных линий трубопроводов с отличающимися рабочими параметрами на каждом из них должна быть установлена запорная арматура до точки объединения. Для паропроводов перегретого пара с перегревом выше 50 °С относительно температуры насыщения обязательна установка запорной арматуры на дренажах каждой

параллельной нитки до точки объединения и на расстоянии не более 300 мм от входного штуцера, кроме постояннодействующих дренажей;

- схема периодически включаемых дренажей должна обеспечивать без повреждений кратковременное ошибочное открытие арматуры при рабочих параметрах в трубопроводе. Для дренажей, которые должны обеспечивать прогрев тупиковых зон в пусковых режимах, это требование выполняется при подключении дренажей к стационарным пускосбросным устройствам или расширителям достаточной производительности. В остальных случаях излишняя пропускная способность дренажей может быть ограничена дроссельными шайбами.

8.8.1.8 При компоновке трубопроводов и арматуры должна быть обеспечена возможность обслуживания и ремонта арматуры. В местах установки арматуры, индикаторов тепловых перемещений и труднодоступных местах контроля металла должны быть установлены площадки обслуживания. В случае установки площадок после окончания монтажа трубопровода обязательна проверка отсутствия заземлений трубопровода площадками.

8.8.1.9 На арматуре должны быть нанесены названия и обозначения (номера) согласно технологическим схемам трубопроводов, а также указатели направления вращения штурвала и движения среды.

Регулирующие клапаны должны быть снабжены указателями степени открытия регулирующего органа, а запорная арматура - указателями "Открыто" и "Закрыто".

8.8.1.10 Ремонт трубопроводов, арматуры и элементов дистанционного управления арматурой, установка и снятие заглушек, отделяющих ремонтируемый участок трубопровода, должны выполняться только по наряду-допуску.

8.8.1.11 Арматура, ремонтировавшаяся в условиях мастерской, должна быть испытана на герметичность затвора, сальниковых, сильфонных и фланцевых уплотнений давлением, равным 1,25 рабочего.

Арматура, ремонтировавшаяся без вырезки из трубопровода, должна быть испытана на плотность рабочим давлением среды при пуске оборудования.

8.8.1.12 Арматура должна использоваться строго в соответствии с ее функциональным назначением.

Использование запорной арматуры в качестве регулирующей запрещается.

8.8.1.13 В случае замены арматуры в ходе ремонта на не проектную:

- устанавливаемая (новая) арматура должна соответствовать рабочим параметрам в трубопроводе;

- при меньшем диаметре новой арматуры установка её должна быть согласована с проектной организацией;

- при отличающемся весе новой арматуры должна быть скорректирована рабочая нагрузка соседних подвесок.

8.8.1.14 Главные предохранительные клапаны, предохранительные клапаны на трубопроводах холодного и горячего промперегрева и предохранительные клапаны, обеспечивающие безопасность эксплуатации сосудов большого объёма, должны поочередно опробоваться принудительным открытием не реже одного раза в 6 месяцев.

8.8.1.15 Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры должна быть в исправном состоянии.

Все элементы трубопроводов с температурой внешней поверхности стенки выше 55°C должны покрываться тепловой изоляцией, температура внешней поверхности которой не должна превышать 55°C.

К качеству тепловой изоляции тупиковых участков и перемычек, включая вентиляционные (шунтовые), паропроводов свежего пара и горячего промперегрева должны предъявляться повышенные требования.

Тепловая изоляция фланцевых соединений, арматуры и участков трубопроводов, подвергающихся периодическому контролю (сварные соединения, бобышки для измерения ползучести и т.п.), должна быть съёмной.

Тепловая изоляция трубопроводов, расположенных на открытом воздухе, трубопроводов а также участков поверхностей с температурой среды выше 200 °С, и вблизи масляных баков, маслопроводов, мазутопроводов, должна иметь металлическое или другое покрытие для предохранения её от пропитывания влагой или горючими нефтепродуктами.

Трубопроводы, расположенные вблизи кабельных линий, также должны иметь металлическое покрытие.

Все элементы трубопроводов с температурой рабочей среды ниже температуры окружающего воздуха должны быть защищены от коррозии, иметь гидро- и теплоизоляцию.

Для тепловой изоляции должны применяться материалы, не вызывающие коррозии металла трубопроводов.

Для паропроводов, работающих в условиях ползучести в случаях замены или модернизации теплоизоляции с изменением суммарного веса металла и теплоизоляции свыше 10 % рабочие нагрузки опор (подвесок), формуляры затяжек пружинных подвесок, а в необходимых случаях и сами затяжки пружин должны быть скорректированы с учётом изменения веса.

8.8.1.16 Изоляция трубопроводов, не имеющих защитного покрытия, должна быть окрашена. При наличии защитного покрытия на его поверхность должны быть нанесены маркировочные кольца и указатели направления движения среды.

Окраска и надписи на трубопроводах должны соответствовать требованиям ГОСТ 14202 “Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки”.

8.8.1.17 Требования по предупреждению перегрузки опор (подвесок) при заполнении паропроводов водой (проверки плотности, гидроиспытания и т.п.) должны быть оговорены в проектной документации.

8.8.1.18 Для паропроводов, работающих в условиях ползучести, в случаях исчерпания частью гибов паркового ресурса, инструкции по эксплуатации должны быть скорректированы из условий ужесточения допусков на отклонения параметров согласно 8.8.1.6 и недопустимости пластических деформаций от циклических нагрузок (расчёты по РТМ 24.038.11 и ОСТ 108.031.09).

8.8.1.19 При обнаружении свищей, трещин в питательных трубопроводах, паропроводах свежего пара и промежуточного перегрева, трубопроводах впрысков, а также в их арматуре аварийный участок должен быть немедленно отключен.

Если при отключении невозможно резервировать аварийный участок, то оборудование, связанное с этим участком, должно быть остановлено.

Для остальных трубопроводов, подведомственных органам Госнадзорохрантруда, зона вокруг свища (течи) должна быть ограждена с предупреждающими табличками в соответствии с требованиями правил по охране труда.

Допустимость дальнейшей эксплуатации аварийного трубопровода при невозможности отключения его должна определяться техническим руководителем энергообъекта.

8.8.1.20 Экспертно-технические комиссии генерирующих компаний, в состав которых входят ТЭС, и сами ТЭС в централизованном порядке должны быть обеспечены информацией о наиболее тяжелых и типовых повреждениях трубопроводов на ТЭС Украины за предыдущий год.

8.8.1.21 Требования в части должностных обязанностей администрации ТЭС, ИТ и ответственного лица (8.8.1.2) по обеспечению безопасности эксплуатации трубопроводов; аттестации обслуживающего персонала; установке, проверке и контролю состояния

манометров; технологии выполнения и контроля сварных соединений в ходе ремонтов трубопроводов; выполнения гидравлических испытаний и технических освидетельствований должны соответствовать ДНАОП 0.00-1.11.

8.8.2 Трубопроводы и арматура АЭС

8.8.2.1 Назначение лиц (подразделений), ответственных за обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов; регистрация трубопроводов в местных государственных органах регулирования ядерной и радиационной безопасности; окраска и надписи на трубопроводах; должностные обязанности администрации и ответственных лиц по обеспечению безопасности эксплуатации; требования по установке, контролю и проверке СИТ выполняются в соответствии с ПНАЭ Г-7-008.

8.8.2.2 После ремонта или отключения на срок более 10 суток перед пуском блока должны быть выполнены проверки согласно 8.8.1.4, а также установка антисейсмических гидроамортизаторов в проектное положение.

8.8.2.3 Местные инструкции по эксплуатации систем трубопроводов ГЦК, свежего пара и питательной воды должны быть разработаны на основании проектных, нормативных материалов, типовых инструкций и Технологического регламента безопасной эксплуатации РУ и включать:

- описание особенностей конструкции и эксплуатации трубопровода;
- рабочие и предельно-допустимые по условиям прочности параметры среды и противоаварийные указания;
- схему (положение арматуры) в пусковых и стационарных режимах работы;
- требования по обеспечению допустимых режимов прогрева и расхолаживания трубопровода и критерии правильности этих режимов;
- сведения об основной арматуре, входящей в систему трубопровода и её технических характеристиках;
- сведения о переключениях арматуры и дренажей при срабатывании защит и блокировок;
- сведения о предохранительных устройствах и критериях их срабатывания;
- сведения о СИТ на трубопроводе;
- формуляры тепловых перемещений и затяжки пружинных подвесок в рабочем и холодном состояниях;
- конкретные указания сменному персоналу по объёму ежедневного контроля в рабочем состоянии (отсутствие пропаривания сварных стыков, гибов, фланцевых соединений, замечания по плотности предохранительных устройств и арматуры, отсутствие заземлений и повреждений подвесок, состояние сальниковых уплотнений, правильность указателей положения арматуры, наличие смазки приводов, винтовых пар и подшипников арматуры, отсутствие повышенной вибрации);
- дополнительные требования по контролю вибрации и эрозионного износа для трубопроводов влажного пара и двухфазной среды;
- сведения по объёму контроля, выполняемого другими подразделениями АЭС.

Для трубопроводов агрессивных жидкостей также должна быть составлена местная инструкция, учитывающая повышенные требования по охране труда.

Необходимость составления и объём инструкций по эксплуатации других трубопроводов определяется администрацией АЭС.

8.8.2.4 В помещениях, где находятся арматура и фланцевые соединения трубопроводов с радиоактивной средой должны находиться в исправном состоянии предусмотренные проектом устройства сигнализации о появлении протечек.

При обнаружении протечек действия персонала определяются инструкцией по эксплуатации.

8.8.2.5 Схема трубопроводов и их эксплуатация должны исключать возможность повреждения трубопроводов низкого давления при наличии связи с трубопроводами высокого давления.

Проектом и инструкциями по эксплуатации должны быть предусмотрены организационные и технические мероприятия по исключению ошибочного подключения систем низкого давления к системам высокого давления.

Перед подъёмом давления в первом контуре должны быть надёжно отключены трубопроводы низкого давления вспомогательных систем (система расхолаживания, заполнения и опорожнения, подачи сжатого газа низкого давления и др.).

Отключение этих трубопроводов должны проверять начальники смен АЭС (начальники смен энергоблоков). Надёжность отключения указанных трубопроводов должна контролироваться ежемесячно.

8.8.2.6 Запрещается прокладка трубопроводов с радиоактивными средами активностью выше 10 Е-7 Ки/л через обслуживаемые помещения.

8.8.2.7 Заполнение средой неостывших трубопроводов свежего пара (при пусках и опрессовках), а также неостывших трубопроводов ГЦК должно выполняться с контролем разности температур стенки трубопровода и среды, которая не должна превышать допустимых значений согласно действующим НД. При отсутствии конкретных указаний для тонкостенных паропроводов эта разность не должна превышать 50 °С.

8.8.2.8 Для опорожнения через дренажи трубопроводы должны быть смонтированы с уклоном горизонтальных участков не менее 0,004 (среднее значение для горизонтального участка длиной не более 10 диаметров) по ходу движения среды или в направлении дренажа. Это значение уклона должно обеспечиваться при температурах металла от 0°С до температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению среды.

Система дренажей должна обеспечивать полное удаление влаги при прогреве, остывании и опорожнении трубопроводов с перемычками и ответвлениями.

При объединении дренажных линий нескольких трубопроводов на каждой из них должна быть установлена запорная арматура.

Конденсат и тепло постоянно действующих дренажей должны использоваться в тепловой схеме.

За ограничительными шайбами и перед штуцерами подключения на выходе постоянно действующих дренажей должны быть установлены участки из нержавеющей стали.

Дренажи паропровода свежего пара при пуске турбины должны обеспечивать полное удаление влаги в течение не более 1 часа, для чего перед главными паровыми задвижками должны быть установлены дренажи повышенного диаметра.

8.8.2.9 Паропроводы, установленные в необслуживаемых помещениях, должны быть рассчитаны на заполнение водой без установки приспособлений, разгружающих пружины.

8.8.2.10 При выявлении вибрации трубопровода в стационарном режиме работы необходимо определить зоны трубопровода с максимальной вибрацией и величину вибрации в этих зонах. Максимальная виброскорость трубопровода не должна превышать 15 мм/с.

8.8.2.11 При пуске головного энергоблока после монтажа трубопроводы ГЦК должны быть проверены тензометрированием на соответствие напряжений расчётным.

8.8.2.12 При горячей обкатке оборудования РУ после монтажа трубопроводы в необслуживаемых помещениях должны быть проверены на отсутствие защемлений и перегрузки подвесок.

8.8.2.13 Компоновка трубопроводов и арматуры, подлежащих периодическому контролю в процессе эксплуатации, должна обеспечивать доступ к ним для обследования и ремонта. В местах контроля должны устанавливаться площадки.

8.8.2.14 Надписи на арматуре должны соответствовать указаниям 8.8.1.9.

8.8.2.15 Ремонт трубопроводов и арматуры должен производиться одновременно с соответствующими агрегатами. Ремонтные работы, а также установка и снятие заглушек, отделяющих ремонтируемый участок трубопровода, должны выполняться по наряду-допуску.

8.8.2.16 Арматура, ремонтируемая со снятием с места установки или с вырезкой из трубопровода должна быть испытана на герметичность затвора, сальниковых, сильфонных и фланцевых уплотнений давлением, равным 1,25 рабочего.

Арматура, ремонтируемая без снятия (вырезки) с места установки, должна быть испытана рабочим давлением среды совместно с трубопроводом. Состояние затвора контролируется визуально в ходе ремонта по контакту уплотнительных поверхностей.

При значительных дефектах затвора арматура должна ремонтироваться с вырезкой из трубопровода и последующим испытанием ее на герметичность давлением 1,25 рабочего.

8.8.2.17 На фланцевых соединениях трубопроводов и арматуры диаметром более 300мм затяжка крепёжных шпилек должна контролироваться с применением специальных приспособлений, нагрузка шпилек сверх допустимых значений не разрешается.

8.8.2.18 Арматура, постоянно или длительно находящаяся под разрежением, должна иметь гидравлическое или другое специальное уплотнение.

8.8.2.19 Тепловая изоляция трубопроводов должна удовлетворять требованиям 8.8.1.15 и 8.8.1.16.

8.8.2.20 Использование регулирующей арматуры в качестве запорной и запорной в качестве регулирующей не допускается.

8.8.2.21 Должны быть приняты срочные меры по отключению аварийного участка посредством дистанционных приводов при обнаружении:

- трещин, свищей в основном металле трубопроводов питательной воды, свежего пара и промежуточного перегрева и других трубопроводов, в их сварных соединениях и арматуре;

- повышения давления в трубопроводе на 15 % сверх предельно-допустимого и невозможности немедленного его снижения;

- резкого увеличения давления, температуры, или активности в необслуживаемых помещениях, через которые проходят трубопроводы.

Если отключение аварийного участка невозможно или при отключении невозможно резервировать аварийный участок, то соответствующее оборудование, связанное с аварийным участком, должно быть немедленно остановлено.

8.9 Золоулавливание, золошлакоудаление и золошлакоотвалы

8.9.1 Золоулавливающие установки

8.9.1.1 Золоулавливающие установки должны эксплуатироваться в оптимальных режимах и обеспечивать проектную (расчетную) степень очистки дымовых газов от золы. Распределение функций между подразделениями энергопредприятия по обслуживанию и ремонту золоулавливающих установок определяется руководством данного энергопредприятия (приказом, указанием и т.п.). Также приказом должно быть назначено лицо, ответственное за эксплуатацию золоулавливающих установок.

8.9.1.2 При сжигании в котле твердого топлива должна быть обеспечена бесперебойная работа золоулавливающей установки. Эксплуатация котла с неработающей или неисправной золоулавливающей установкой запрещается.

В случае появления признака или сигнала датчика о переполнении золой бункера электрофильтра, прекращения орошения каплеуловителя мокрой золоулавливающей установки или прекращения отведения из нее пульпы, необходимо оперативно выявить причину и устранить недостаток.

Зола из бункеров должна удаляться непрерывно.

8.9.1.3 При растопке котла на газе или мазуте высокое напряжение на поля электрофильтра не должно подаваться. Должны быть введены в работу системы механического или пневматического удаления золы из бункеров, подогрева устьев бункеров и изоляторных коробок, а также механизмы встряхивания электродов. При переводе котла на сжигание твердого топлива время между выводом котла на режим работы, позволяющий ввести в действие электрофильтры, и подачей высокого напряжения на поля электрофильтров должно быть минимальным и регламентироваться местной инструкцией.

Для предупреждения возникновения пожара не разрешается подавать высокое напряжение на поля электрофильтров при сажеобразовании или при сжигании в котле только мазута. Разрешается эксплуатировать электрофильтры при совместном сжигании угля и мазута при их соотношении 55 % угля и 45 % мазута по теплу.

Орошение мокрых золоуловителей, подача воды в золосмывные аппараты электрофильтров и других сухих золоуловителей, воздуха в аппараты систем пневмозолоудаления, а также включение системы контроля за работой электрофильтров и уровнем золы в бункерах должны быть осуществлены до пуска котла.

8.9.1.4 В помещениях преобразовательных подстанций электрофильтров температура воздуха должна поддерживаться не ниже 12 °С. В подбункерных помещениях золоулавливающих установок должна поддерживаться плюсовая температура.

8.9.1.5 Свидетельством возникновения пожара в камерах электрофильтров является превышение температуры дымовых газов за электрофильтрами относительно температуры перед ними. В этом случае необходимо снять высокое напряжение со всех полей электрофильтров, аварийно остановить котел и выполнить мероприятия по тушению пожара.

При повышении температуры дымовых газов перед электрофильтрами выше установленной проектом величины необходимо аварийно остановить котел.

8.9.1.6 Режим эксплуатации золоулавливающих установок должен определяться следующими показателями:

- для электрофильтров – оптимальными параметрами электрического питания при заданной температуре и расчетном объеме дымовых газов, оптимальным режимом встряхивания электродов, а также температурой газов после очистки не менее чем на 15 °С выше точки росы дымовых газов;

- для мокрых золоулавливающих установок – оптимальным расходом орошающей воды и температурой газов после золоуловителей не менее чем на 15 °С выше точки росы дымовых газов;

- для батарейных циклонов – оптимальным аэродинамическим сопротивлением аппаратов.

8.9.1.7 При эксплуатации мокрых золоулавливающих установок должны быть приняты меры по предупреждению брызгоуноса.

8.9.1.8 Техническое состояние золоулавливающих установок должно регулярно контролироваться в соответствии с типовыми отраслевыми инструкциями. При останове котла на срок более трех суток необходимо произвести внутренний осмотр золоуловителей и очистить их от золовых отложений.

8.9.1.9 Испытания золоулавливающих установок для определения технико-экономических показателей и оптимальных режимов работы должны проводиться аттестованными организациями при введении установок в эксплуатацию после монтажа, капитальных ремонтов и модернизации.

8.9.1.10 Золоуловители должны быть оборудованы СИТ для контроля температуры дымовых газов до и после них.

Золоулавливающие установки, а вновь монтируемые в обязательном порядке, должны оснащаться СИТ для непрерывного контроля эффективности работы и учета выбросов вредных веществ в атмосферу. При отсутствии таких СИТ не реже одного раза в

год должны проводиться испытания золоулавливающих установок экспресс-методом для контроля эксплуатационной степени золоулавливания.

Для проведения испытаний золоулавливающие установки должны быть оборудованы соответствующими лючками, штуцерами и другими приспособлениями для подключения переносных СИТ, а также стационарными площадками с освещением для размещения СИТ и людей. Площадки должны быть аттестованы и иметь паспорта.

8.9.1.11 Результаты испытаний должны быть отображены в первичной отчетной документации и занесены в технический паспорт золоулавливающей установки.

8.9.1.12 Проводить реконструкцию котла и другие мероприятия, существенно изменяющие физико-химические характеристики и расход дымовых газов, поступающих в золоуловители, а также изменение конструкции либо модернизацию золоулавливающих установок без согласования с Генпроектировщиком энергообъекта запрещается.

8.9.2 Системы золошлакоудаления и золошлакоотвалы

8.9.2.1 При эксплуатации систем золошлакоудаления и золошлакоотвалов должны быть обеспечены:

- своевременное, бесперебойное и экономичное удаление и складирование золы и шлака на золошлакоотвалах, складах сухой золы, а также отгрузка их потребителям;
- надежность оборудования, устройств и сооружений внутреннего и внешнего золошлакоудаления; рациональное использование рабочей емкости золошлакоотвалов;
- предотвращение загрязнения золой и сточными водами воздушного и водного бассейнов, а также окружающей территории.

8.9.2.2 Эксплуатация систем должна быть организована в режимах, обеспечивающих высокую надежность работы и минимальную стоимость транспортирования, складирования и отгрузки золошлаков.

Для каждой системы должна быть составлена режимная карта, которую необходимо корректировать при изменении условий эксплуатации системы.

8.9.2.3 При эксплуатации систем должна поддерживаться плотность трактов и оборудования, не должны допускаться присосы воздуха в котлы и бункера золоуловителей через золошлакоудаляющие устройства.

В системах ПЗУ должна быть обеспечена очистка сжатого воздуха от масла, влаги и пыли, а также предотвращено попадание влаги в золовые емкости и транспортные тракты.

8.9.2.4 Эксплуатация систем ГЗУ и ПЗУ должна быть организована в режимах, исключающих нарушение действующих санитарных норм.

Контроль количества и качества вод, сбрасываемых из золошлакоотвалов в открытые водоемы, необходимо осуществлять по графику, согласованному с санитарными органами.

8.9.2.5 При нехватке осветленной воды для нужд ГЗУ подпитка внешней системы ГЗУ технической водой допускается путем перевода на техническую воду изолированной группы насосов.

Смешение в насосах и трубопроводах технической и осветленной воды запрещается за исключением, когда рН осветленной воды не превышает 8,0.

8.9.2.6 В шлаковые ванны должна подаваться вода в количестве, достаточном для охлаждения шлака. Температура воды в шлаковых ваннах не должна превышать 60 °С.

8.9.2.7 Состояние смывных и побудительных сопел в системах ГЗУ необходимо систематически контролировать и при увеличении их внутреннего диаметра более чем на 10% против начального сопла должны заменяться.

8.9.2.8 Выводимые в резерв или в ремонт тракты ГЗУ или ПЗУ должны быть опорожнены и, при необходимости, промыты водой или продуты воздухом.

8.9.2.9 При отрицательной температуре воздуха выводимые из работы пульпопроводы и трубопроводы осветленной воды системы ГЗУ должны быть своевременно сдренированы для предотвращения их замораживания.

8.9.2.10 Должен быть организован систематический (по графику) контроль за износом золошлакопроводов и своевременный поворот труб. Очистка трубопроводов от минеральных отложений должна проводиться при повышении их гидравлического сопротивления на 20 % (при неизменном расходе воды, пульпы).

8.9.2.11 При обнаружении просадки опор трубопроводов ГЗУ необходимо своевременно, до морозов, поднять опоры и восстановить уклон трубопроводов в сторону их дренирования.

8.9.2.12 Ремонт и замена оборудования систем ГЗУ и ПЗУ должны проводиться по графику, составленному на основе опыта эксплуатации систем. Указанный график должен быть скорректирован при изменении условий работы системы (изменение характеристик топлива, количества работающих котлов и т.п.).

8.9.2.13 Трубопроводы (водоводы, воздухопроводы, пульпопроводы, пневмозолопроводы) должны иметь пикетные метки через 100 м по всей протяженности. Должны быть пронумерованы опоры трубопроводов, компенсаторы, дренажные выпуски, воздушники, смотровые и технологические люки, переключающие устройства (арматура, заглушки) и пульповыпуски.

8.9.2.14 Вдоль трасс трубопроводов ГЗУ и ПЗУ должна обеспечиваться возможность проезда автотранспорта в любое время года.

8.9.2.15 На подступах к золошлакоотвалам, по контуру отвалов и бассейнов осветленной воды, вдоль каналов дренажной (фильтрационной) и осветленной воды должны быть установлены предупреждающие и запрещающие знаки.

8.9.2.16 Заполнение золошлакоотвалов водой и золошлаками, а также выдача золошлаков из золошлакоотвалов потребителям должны осуществляться по проекту и в соответствии с требованиями эксплуатационной инструкции.

Эксплуатация дамб золошлакоотвалов и контроль за их состоянием должны осуществляться в соответствии с требованиями раздела 7 настоящих Правил.

8.9.2.17 Площадь и глубины отстойного пруда золошлакоотвала должны поддерживаться в пределах, обеспечивающих достаточное осветление воды. Непосредственно у работающих водосбросных колодцев глубина пруда должна быть не менее 1 м.

Содержание механических примесей в осветленной воде, возвращаемой в систему ГЗУ, не должно превышать 150 мг/дм³.

Содержание механических примесей в сбросах воды из золошлакоотвалов в открытые водоемы не должно превышать величин, согласованных с санитарными органами.

8.9.2.18 Каждая секция золошлакоотвала должна быть оборудована, как минимум, двумя водосбросными колодцами (рабочим и резервным). Запрещается эксплуатировать секцию золошлакоотвала с одним исправным водосбросным колодцем.

8.9.2.19 Неработающие водосбросные колодцы должны быть зашандорены на 0,5 м ниже геодезической отметки самой низкой точки гребня дамбы.

На завершающем этапе заполнения золошлакоотвала рабочий водосбросной колодец должен быть зашандорен на 0,7 м ниже минимальной геодезической отметки ограждающей дамбы золошлакоотвала, или еще ниже, в зависимости от требований проекта.

8.9.2.20 Перелив осветленной воды в колодец должен осуществляться по всему периметру водосбросного колодца.

8.9.2.21 Для контроля за заполнением золошлакоотвалов один раз в год должны производиться нивелировка поверхности расположенных выше уровня воды золошлаковых отложений и промеры глубин отстойного пруда по фиксированным створам. Предельно допустимый уровень заполнения золошлакоотвалов должен быть отмечен вешками (реперами). Отвалы, заполненные до предельных проектных отметок, эксплуатировать запрещается.

8.9.2.22 Реконструкция золошлакоотвалов, в том числе наращивание дамб, без утвержденных проектов запрещается.

8.9.2.23 На каждом энергопредприятии должны ежегодно составляться и выполняться планы мероприятий по обеспечению надежной работы системы удаления и складирования золы и шлака. В планы должны быть включены: графики осмотров и ремонта оборудования, пульпопроводов и трубопроводов осветленной воды, график наращивания дамб, очистки трубопроводов от отложений, мероприятия по предотвращению пыления, консервации и рекультивации отработанных золошлакоотвалов и т.п.

8.9.2.24 Не менее чем за три года до окончания заполнения существующего золошлакоотвала энергопредприятием должно быть обеспечено наличие проекта строительства новой емкости.

8.9.2.25 Средства измерительной техники, устройства технологических защит, блокировок и сигнализации должны быть исправными и периодически проверяться по утвержденному графику.

8.10 Производственные сточные воды

8.10.1 Эксплуатация установок для очистки и обезвреживания производственных сточных вод должна быть организована в соответствии с требованиями действующих нормативных актов, в том числе “Закона Украины об охране окружающей природной среды”, “Водного Кодекса Украины”, “Правил охраны поверхностных вод от загрязнения оборотными водами”, ГКД 34.42.401 “Установки для очистки производственных сточных вод тепловых электростанций. Методика пуска и наладки” и др.

8.10.2 При эксплуатации установок для очистки и обезвреживания производственных сточных вод должны обеспечиваться:

- бесперебойная и экономичная очистка и обезвреживание в полном объеме всех видов стоков, образующихся на энергообъекте;
- предупреждение загрязнения естественных водоемов и подземных водоносных горизонтов вредными веществами, содержащимися в сточных водах;
- создание условий для максимального повторного использования в технологических циклах всех видов очищенных сточных вод.

8.10.3 Эксплуатация установок для очистки и обезвреживания производственных сточных вод должна быть организована в режимах, обеспечивающих:

- нагрузки по стокам, не превышающие проектные значения;
- равномерное распределение сточных вод, поступающих на очистку, между параллельно работающими сооружениями;

8.10.4 Системы отвода сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, обмывочных вод РВП, сточных вод после химической очистки оборудования, сточных вод водоподготовительных установок и поверхностного стока должны быть полностью изолированными и не иметь связи с другими системами водоотведения. Переливы и дренажи резервуаров различного назначения в системах сбора и очистки этих сточных вод могут направляться только лишь в собственные системы отведения и очистки стоков.

8.10.5 Не реже одного раза в пять лет должно проводиться комплексное обследование каждого энергообъекта специализированными организациями с целью определения количества и качества образующихся сточных вод, разработки мероприятий для повышения эффективности их очистки и обезвреживания, а также уменьшения общего стокообразования.

8.10.6 На трубопроводах отвода охлаждающей воды из маслоохладителей турбин должны устанавливаться приборы для непрерывного определения содержания нефтепродуктов. Временно, до установки вышеуказанных приборов, разрешается пользоваться аналитическими методами определения содержания нефтепродуктов в этой воде.

8.10.7 Все накопители сточных вод, золошлакоотвалы, шламохранилища и мазутохранилища должны иметь постоянно действующую сеть наблюдательных скважин для контроля за химическим составом вод расположенного под ними водоносного горизонта.

8.10.8 Объемы наблюдений за уровнем и химическим составом подземных вод в районе накопителей, отвалов, шламохранилищ и мазутохранилища устанавливаются государственными санитарными нормами.

8.10.9 Для обеспечения нормальной работы нефтеловушек, отстойников (буферных резервуаров), флотаторов и фильтров необходимо поддерживать равномерную подачу на них очищаемой воды, своевременное удаление слоя нефтепродуктов, всплывших на поверхность воды, и осадка, выпавшего на дно. Кроме этого, необходимо своевременно и в полном объеме проводить регенерацию загрузок механических и угольных фильтров.

8.10.10 Продолжительность отстаивания сточных вод в нефтеловушках и отстойниках должна составлять не менее 2 часов, толщина слоя нефтепродуктов на поверхности воды в ловушке или приемном резервуаре не должна превышать 10 см, осадок из нефтеловушек и приемных резервуаров необходимо удалять при заполнении им осадочной части, не допуская его накопления в проточной или отстойной части.

8.10.11 Продолжительность пребывания воды в напорном баке флотационной установки должна быть не менее 5 мин. Для эффективного насыщения очищаемых стоков воздухом перед флотацией необходимо применять флотационные (рециркуляционные) насосы с напором от 55 до 75 м вод.ст. Продолжительность пребывания очищаемой воды во флотаторе должна составлять не менее 20 мин. Флотационная пена, всплывшая на поверхность воды во флотаторе, должна сгребаться пеносгонными устройствами не реже чем через 15 мин.

8.10.12 Механические фильтры для очистки сточных вод от нефтепродуктов должны быть, как правило, однослойными и загружаться дробленным антрацитом фракции от 1,6 до 2,8 мм, а в худшем случае – фракции от 0,5 до 1,5 мм. Скорость фильтрации воды на механических фильтрах должна находиться в пределах от 4,0 до 6,5 м/ч. Высота загрузки механических фильтров дробленным антрацитом должна быть не менее 1 м.

8.10.13 В отдельных случаях для очистки сточных вод от нефтепродуктов допускается применение двухслойных механических фильтров, загрузка которых состоит из дробленного антрацита (керамзита) и кварцевого песка.

При этом величина зерен верхнего фильтрующего слоя двухслойной загрузки должна находиться в пределах от 0,8 до 1,8 мм, а нижнего фильтрующего слоя – в пределах от 0,5 до 1,2 мм.

8.10.14 Скорость фильтрации воды на двухслойных механических фильтрах должна находиться в пределах от 6 до 9 м/ч. Общая высота двухслойной загрузки фильтров должна находиться в пределах от 1,0 до 1,2 м, в том числе высота нижнего фильтрующего слоя должна быть от 0,6 до 0,7 м, а верхнего – от 0,4 до 0,5 м.

8.10.15 Фильтры активированного угля должны загружаться активированным углем марки ДАУ или БАУ. Высота загрузки этих фильтров должна быть не менее 2 м.

8.10.16 Для взрыхления загрузок механических фильтров во время регенерации к ним должен подводиться сжатый воздух с давлением не менее 4,5 кгс/см² (0,45 МПа).

Интенсивность промывки загрузок механических фильтров горячей водой ($t \geq 90$ °С) во время их регенерации должна находиться на уровне 12 л (с·м²), а фильтров активированного угля – 3 л (с·м²). Фактическая интенсивность промывки определяется по отсутствию выноса рабочей фракции загрузки.

8.10.17 В случае применения паровой регенерации механических и угольных фильтров вся арматура их обвязки должна быть стальной.

8.10.18 Установку для проведения водных обмывок РВП и греющих поверхностей котлов рекомендуется выполнять с автоматическим регулированием подачи щелочного реагента в обмывочные воды. При этом должна обеспечиваться непрерывная подача в

обмывочную воду такого количества щелочного реагента, при котором pH отработанной воды не был бы ниже 7.

8.10.19 Все трубопроводы подачи сред в баки-нейтрализаторы обмывочных вод РВП и вод химических промывок теплоэнергетического оборудования предпочтительно заводить в эти баки в их верхнюю часть.

8.10.20 Внутренние поверхности трубопроводов и емкостей, контактирующих с высокотемпературными химически агрессивными стоками установок для нейтрализации обмывочных вод РВП и установок для нейтрализации и обезвреживания вод химических промывок теплоэнергетического оборудования, должны защищаться антикоррозионными покрытиями, стойкими при температурах до 105 °С (асбовинил, эмаль ВЛ-515 и другие).

8.10.21 Технологическими схемами установок для нейтрализации обмывочных вод РВП и установок для нейтрализации и обезвреживания вод химических промывок теплоэнергетического оборудования должна предусматриваться возможность промывки технической водой и продувки сжатым воздухом всех трубопроводов и емкостей установок.

8.10.22 Установки для нейтрализации обмывочных вод РВП, нейтрализации и обезвреживания вод химических промывок теплоэнергетического оборудования должны размещаться в отдельных изолированных помещениях, оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией.

8.10.23 Дождевые и талые воды из угольных складов, а также воды от продувок замкнутых водооборотных циклов гидроуборки и обеспыливания помещений топливоподачи должны отводиться в системы гидрозолоудаления.

8.11 Теплофикационные установки

8.11.1 Режим работы теплофикационной установки (давление в подающем и обратном трубопроводах и температура в подающем трубопроводе) должен поддерживаться в соответствии с заданием диспетчера тепловой сети.

Температура в подающих трубопроводах водяной тепловой сети в соответствии с утвержденным для этой сети температурным графиком должна быть задана по усреднённой температуре наружного воздуха за промежуток времени 12-24 ч, определяемый диспетчером **тепловых** сетей в зависимости от длины сетей, климатических условий и других факторов.

При расчётном расходе сетевой воды отклонения от заданного режима за головной задвижкой энергообъекта (электростанции, ИТ) должны быть не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, $\pm 3 \div 4$ °С;
- по давлению в подающем трубопроводе $\pm 0,5$ кгс/см² (± 50 кПа);
- по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2$ кгс/см² (± 20 кПа).

Среднесуточная температура обратной сетевой воды не должна превышать заданную графиком более чем на 3-4 °С. Снижение температуры обратной сетевой воды против графика не лимитируется.

При превышении расчетного расхода сетевой воды диспетчер тепловой сети и начальник смены энергообъекта, ИТ, должны принять меры к восстановлению расчетного расхода или скорректировать режим.

Отклонения давления и температуры пара в коллекторах энергообъекта, подаваемого на теплофикационные установки, должны быть не более ± 5 % заданных параметров. Конкретные величины этих отклонений должны быть указаны в инструкции по эксплуатации (режимной карте) теплофикационной установки.

8.11.2 Для каждого сетевого подогревателя и группы подогревателей на основе проектных данных и результатов испытаний должны быть установлены:

- расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры греющего пара и сетевой воды;
- температурный напор и максимальная температура подогрева сетевой воды;

- предельное допустимое давление с водяной и паровой сторон;
- расчетный расход сетевой воды и соответствующие ему потери напора.

Кроме того, на основе данных испытаний должны быть установлены потери напора в водогрейных котлах, трубопроводах и вспомогательном оборудовании теплофикационной установки при расчетном расходе сетевой воды.

Испытания теплофикационных установок должны проводиться после ввода в эксплуатацию вновь смонтированных и в процессе эксплуатации - периодически (один раз в 3-4 года) и после капитального ремонта.

На основе данных испытаний теплофикационных установок и работы водяных тепловых сетей для отопительного и летнего периодов должны разрабатываться режимные карты работы этих установок.

8.11.3 Регулирование температуры воды на выходе из сетевых подогревателей, на выводах тепловой сети, а также на станциях подмешивания должно осуществляться плавно со скоростью, не превышающей 30 °С/ч.

8.11.4 При работе сетевых подогревателей должны быть обеспечены:

- контроль за уровнем конденсата и работой устройств автоматического регулирования уровня;
- контроль за нагревом сетевой воды и температурным напором;
- отвод неконденсирующихся газов из парового пространства в воздухоотсасывающее устройство или конденсатор турбины;
- контроль гидравлической плотности (по качеству конденсата греющего пара).

8.11.5 Трубная система теплообменных аппаратов должна проверяться и периодически по графику (при ремонте теплообменных аппаратов) очищаться. Очистка должна производиться также при повышении температурного напора выше установленного значения.

8.11.6 Подпиточно-сбросные устройства должны поддерживать заданное давление на всасывающей стороне сетевых насосов при рабочем режиме тепловых сетей и при останове сетевых насосов. Должна быть предусмотрена защита обратных трубопроводов от внезапного повышения давления.

8.11.7 Устройства для автоматического включения резерва должны быть в постоянной готовности к действию и периодически по графику проверяться.

8.11.8 Установка для подпитки тепловых сетей должна обеспечивать их подпитку химически очищенной деаэрированной водой в рабочем режиме и аварийную подпитку необработанной водой из систем хозяйственно-питьевого (для открытых систем теплоснабжения) или производственного водопроводов в размерах, установленных “Нормами технологического проектирования электрических станций”.

8.11.9 Подпитка тепловой сети водой, не отвечающей нормам согласно 8.7.4, может осуществляться только с разрешения дежурного диспетчера тепловой сети, а каждый случай такой подпитки должен быть отмечен в оперативном журнале с указанием причины нарушения режима, количества поданной воды и источника водоснабжения. Кроме того, на энергообъекте – источнике тепла, должен быть обобщенный учет всех случаев такой подпитки, анализироваться причины этого, разрабатываться и внедряться профилактические мероприятия.

8.11.10 Контроль качества сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах каждого теплофикационного вывода должен осуществляться с помощью специальных пробоотборников.

В соединениях трубопроводов подпитывающего устройства с трубопроводами технической, циркуляционной или водопроводной воды должен быть предусмотрен контрольный вентиль (кран) между двумя закрытыми и опломбированными задвижками. При нормальной работе тепловых сетей контрольный вентиль должен быть открыт.

8.11.11 При наличии баков-аккумуляторов подпиточной воды их рабочий объем и расположение у источников тепла и в тепловых сетях должны соответствовать СНиП 2.04.01 “Внутренний водопровод и канализация зданий”.

Предельный уровень заполнения баков-аккумуляторов, запроектированных без тепловой изоляции, при условии нанесения на них изоляции должен быть снижен на высоту, эквивалентную массе тепловой изоляции.

Если в качестве бака-аккумулятора применен бак для нефтепродуктов, рассчитанный на плотность продукта $0,9 \text{ т/м}^3$, рабочий объем бака должен быть уменьшен на 10 %.

8.11.12 Антикоррозионная защита баков-аккумуляторов должна быть выполнена в соответствии с “Руководящими указаниями по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации”.

Эксплуатация баков-аккумуляторов запрещается без антикоррозионной защиты внутренней поверхности и усиливающих наружных конструкций, предотвращающих лавинообразное разрушение бака.

8.11.13 После окончания монтажа или ремонта баков-аккумуляторов должны быть проведены испытания в соответствии с требованиями СНиП 3.03.01 “Несущие и ограждающие конструкции”.

На каждый принятый в эксплуатацию бак-аккумулятор должен быть составлен паспорт.

8.11.14 Все вновь смонтированные баки-аккумуляторы, а также вводимые в эксплуатацию после ремонта и опорожнения, должны заполняться только химически очищенной деаэрированной водой с температурой не выше $45 \text{ }^\circ\text{C}$. После начала нормальной эксплуатации их пополнение может осуществляться химически очищенной деаэрированной водой с температурой не более $95 \text{ }^\circ\text{C}$.

Скорость заполнения баков должна соответствовать пропускной способности вестовой трубы (“дыхательного” устройства).

8.11.15 Эксплуатация баков-аккумуляторов и емкостей запаса запрещается:

- при отсутствии блокировок, обеспечивающих полное прекращение подачи воды в бак (ёмкость запаса) при достижении ее верхнего предельного уровня, а также отключение насосов разрядки при достижении ее нижнего предельного уровня;

- если баки не оборудованы СИГ для контроля уровня воды и сигнализации предельного уровня, переливной трубой, установленной на отметке предельно допустимого уровня заполнения, а также вестовой трубой (“дыхательного” устройства).

Электрическая схема сигнализации должна опробоваться один раз в смену с записью в оперативном журнале.

8.11.16 Проверка состояния баков-аккумуляторов в процессе эксплуатации и определение их пригодности к дальнейшей эксплуатации должно производиться ежегодно в период отключения установок горячего водоснабжения путем визуального осмотра конструкции и основания баков, компенсирующих устройств трубопроводов, а также вестовых труб (“дыхательных” устройств) с составлением акта.

Инструментальное обследование конструкций бака-аккумулятора с определением толщины стенок и днища должно выполняться не реже одного раза в 3 года в соответствии с ГКД 34.21.522 “Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения жидкого топлива и воды. Строительные конструкции. Инструкция по эксплуатации”.

8.11.17 Техническая диагностика бака-аккумулятора должна выполняться не реже одного раза в 3 года.

Техническая диагностика должна включать:

- измерение фактических толщин листов стенки, кровли и днища соответствующими техническими средствами измерения;

– дефектоскопию основного металла и сварных соединений со 100 % контролем угорных швов;

– проверку качества основного металла и сварных соединений, механические свойства и химический состав которых должны соответствовать техническим требованиям и условиям на поставку завода-изготовителя.

8.11.18 При определении пригодности бака-аккумулятора к дальнейшей эксплуатации по результатам технической диагностики следует руководствоваться следующим:

– предельно допустимый по отношению к проектной толщине коррозионный износ кровли и днища для наиболее изношенных участков не должен превышать 50 %, для несущих конструкций покрытия (прогонов, балок, связей) и окраек днища - 30 %, для нижней половины стенок бака - 20 % не зависимо от площади износа;

– при коррозионном износе стенок от 15 до 20 % проектной толщины дальнейшая эксплуатация бака допускается только по письменному распоряжению технического руководителя энергообъекта при подтверждении расчётом прочности бака и проведении ежегодного контроля толщины стенок техническими средствами;

– при коррозионном износе стенок верхней половины бака от 20 до 30 % проектной толщины дальнейшая его эксплуатация допускается на срок не более одного года при условии снижения допустимого верхнего уровня на 1 м ниже коррозионно-изношенного участка с соответствующим переносом переливной трубы и перестройкой системы автоматики на новый уровень заполнения бака.

8.11.19 Эксплуатация теплофикационных трубопроводов, принадлежащих энергообъекту (ИТ) должна быть организована в соответствии с требованиями 8.12, а также с учетом требований ДНАОП 0.00-1.11 “Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды”

Антикоррозионное покрытие и тепловая изоляция теплофикационных трубопроводов должны быть в исправном состоянии.

Теплофикационные трубопроводы не реже одного раза в месяц должны осматриваться работниками энергообъекта, ответственными за безопасную эксплуатацию трубопроводов, и ежегодно испытываться на гидравлическую прочность и плотность.

Техническое освидетельствование теплофикационных трубопроводов, отработавших расчетный срок службы (25 лет) производится в объеме и порядке, установленном отраслевыми НД.

8.11.20 Границей теплофикационного оборудования энергообъекта должно считаться ограждение его территории или разделительные задвижки, если нет иной документально оформленной договоренности с эксплуатирующей тепловые сети организацией.

Разделительные задвижки должны находиться в ведении энергообъекта независимо от места их расположения и обслуживаться его персоналом.

В случае установки СИТ, принадлежащих энергообъекту, на участке тепловой сети за разделительными задвижками (ограждением территории энергообъекта) измерительные устройства расходомеров (измерительные диафрагмы), датчики этих устройств, первые запорные вентили, импульсные линии и сами приборы должны быть в ведении энергообъекта и обслуживаться его персоналом.

8.11.21 Теплофикационное оборудование должно ремонтироваться в соответствии с графиком, согласованным с организацией, эксплуатирующей тепловые сети.

8.12 Тепловые сети

8.12.1 При эксплуатации тепловых сетей должно быть обеспечено бесперебойное снабжение потребителей теплоносителем установленных параметров в соответствии с заданным графиком при утечках теплоносителя и потерях тепла, не превышающих нормативных.

При исчерпании фактической мощности источников тепла и пропускной способности магистралей тепловой сети присоединение новых (дополнительных) потребителей запрещается.

8.12.2 Границами обслуживания тепловых сетей должны быть:

- со стороны источника тепла (энергообъекта) - границы, устанавливаемые в соответствии с 8.11.19;

- со стороны потребителей тепла - стены камер, в которых установлены принадлежащие эксплуатирующей тепловую сеть организации задвижки на ответвлениях теплосети к потребителям тепла.

Границы обслуживания тепловых сетей в каждом конкретном случае должны быть оформлены двухсторонним актом между эксплуатирующей тепловые сети организацией и организациями (предприятиями) – потребителями тепла

8.12.3 Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна осуществлять контроль за техническим состоянием и исправностью трубопроводов, тепловых пунктов и другого оборудования, находящегося на балансе потребителей, а также за эксплуатационными режимами тепловых пунктов без права вмешательства в хозяйственную деятельность потребителей тепла.

8.12.4 Организацией, эксплуатирующей тепловую сеть, должна быть обеспечена исправность ограждающих конструкций, препятствующих доступу посторонних лиц к оборудованию и к запорно-регулирующей арматуре; должен осуществляться контроль за поддержанием в надлежащем состоянии путей подхода к объектам сети, а также за дорожными покрытиями и планировкой поверхностей над подземными сооружениями.

Расстояния от ограждающих конструкций теплосети до зданий, сооружений должны соответствовать требованиям СНиП 2.04.07 “Тепловые сети”.

Запрещается в охранной зоне тепловых сетей размещение автозаправочных станций, гаражей, базаров, стоянок и т.д.

Тепловые вводы в сооружения должны быть загерметизированы.

Планировка поверхности грунта на трассе тепловой сети должна исключать попадание поверхностных вод на теплопроводы.

8.12.5 Раскопка трассы трубопроводов тепловой сети или производство работ вблизи них посторонними организациями допускается только с разрешения организации, эксплуатирующей тепловую сеть, и под наблюдением специально ею назначенного лица.

8.12.6 Эксплуатирующей тепловую сеть организацией должны быть составлены:

- план тепловой сети (масштабный);
- оперативная и эксплуатационная (расчетная) схемы;
- профили теплотрасс по каждой магистрали.

Ежегодно перед началом отопительного периода должны корректироваться план, схемы и профили в соответствии с фактическим состоянием тепловой сети.

8.12.7 Оперативная схема тепловых сетей, а также настройка автоматики и устройств технологической защиты должны обеспечивать:

- надежное теплоснабжение потребителей согласно заключённым договорам теплоносителем, заданных параметров;
- оптимальное потокораспределение теплоносителя в тепловых сетях;
- резервирование работы участков тепловых сетей;
- возможность осуществления совместной работы нескольких источников тепла на объединенную тепловую сеть и перехода при необходимости к отдельной работе источников;
- преимущественное использование наиболее экономичных источников.

8.12.8 Всем тепломагистралям, камерам (узлам ответвления), подкачивающим, подпиточным и дренажным насосным, узлам автоматического регулирования, неподвижным опорам, компенсаторам и другим сооружениям тепловой сети должны быть

присвоены эксплуатационные номера, которыми они обозначаются на планах, схемах и пьезометрических графиках.

На эксплуатационных (расчетных) схемах подлежат нумерации все присоединенные к сети абонентские системы, а на оперативных схемах, кроме того, секционирующая и запорная арматура.

Арматура, установленная на подающем трубопроводе (паропроводе), должна быть обозначена нечетным номером, а соответствующая ей арматура на обратном трубопроводе (конденсатопроводе) - следующим за ним большим четным номером.

8.12.9 Каждый район тепловых сетей должен иметь перечень газоопасных тепловых камер и проходных каналов.

Газоопасные камеры должны иметь специальные знаки или опознавательную окраску. Все газоопасные камеры и участки трассы должны быть отмечены на оперативной схеме тепловой сети.

Перед началом работ в газоопасных тепловых камерах и проходных каналах они должны быть проверены с целью определения отсутствия или наличия в них газа.

Надзор за газоопасными камерами должен осуществляться в соответствии с ДНАОП 0.00-1.20 ‘‘Правила безпеки систем газопостачання України’’.

8.12.10 Эксплуатирующая тепловую сеть организация должна осуществлять техническую приемку после монтажа или ремонта тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплоснабжения, принадлежащих потребителю, при этом потребитель должен выполнить гидравлические испытания на прочность и плотность всего собственного оборудования на установленное НД давление, которое должно быть не выше максимально допустимого пробного давления для данных сетей, арматуры, нагревательных приборов.

8.12.11 Эксплуатирующая тепловую сеть организация должна осуществлять постоянный контроль качества сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах магистрали согласно требованиям 8.7.4.29, выявлять потребителей, ухудшающих качество сетевой воды.

8.12.12 Трубопроводы тепловых сетей до ввода их в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта должны быть подвергнуты очистке:

- паропроводы - продувке со сбросом пара в атмосферу;
- водяные сети в закрытых системах теплоснабжения и конденсатопроводы – методом гидропневматической промывки или другим методом, согласно проектной документации;

водяные сети в открытых системах теплоснабжения – методом гидропневматической промывки или другим методом, согласно проектной документации, и дезинфекции с последующей промывкой питьевой водой.

Промывка после дезинфекции должна производиться до достижения показателей сбрасываемой воды, соответствующих санитарным нормам на питьевую воду.

8.12.13 Подключение абонентских тепловых сетей, не прошедших соответствующую очистку и промывку согласно 8.12.12, запрещается.

8.12.14 Все вновь смонтированные трубопроводы тепловых сетей до ввода в эксплуатацию должны быть подвергнуты гидравлическим испытаниям на прочность и плотность в соответствии с требованиями ДНАОП 0.00-1.11 ‘‘Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды’’.

Новые тепломагистрали от энергообъектов - источников тепла в течение первого года эксплуатации должны быть подвергнуты испытаниям на расчетную температуру теплоносителя.

8.12.15 Заполнение сетевых трубопроводов, их промывка, дезинфекция, включение системы циркуляции, продувка и прогрев паропроводов и операции по пуску водяных или паровых тепловых сетей, а также любые испытания сети или отдельных ее элементов и конструкций должны выполняться под руководством ответственного руководителя по специально разработанной технической программе, утвержденной руководством

эксплуатирующей тепловую сеть организации и согласованной с руководством энергообъекта - источника тепла.

8.12.16 Трубопроводы тепловых сетей должны заполняться водой с температурой не выше 70 °С при отключенных системах теплоснабжения.

Эксплуатация трубопроводов тепловой сети без устройств для спуска и отвода воды из каждого секционированного участка запрещается.

8.12.17 Наружная поверхность трубопроводов и металлических конструкций тепловых сетей (балки, опоры, мачты, эстакады и др.) должна быть защищена стойкими антикоррозионными покрытиями.

Ввод в эксплуатацию тепловых сетей после окончания строительства или капитального ремонта без наружного антикоррозионного покрытия труб и металлических конструкций запрещается.

8.12.18 Трубопроводы тепловых сетей, арматура, компенсаторы и фланцевые соединения должны быть покрыты тепловой изоляцией в соответствии с проектом.

Применение в тепловых сетях гидрофильной засыпной изоляции, а также набивной изоляции при прокладке трубопроводов в гильзах (футлярах) запрещается.

8.12.19 Действующие тепловые сети и вновь вводимые в эксплуатацию в зоне действия высоких грунтовых вод и периодически подтапливаемые должны быть из предизолированных трубопроводов.

8.12.20 Проходные каналы, а также крупные узловые камеры, в которых установлено электрооборудование, должны иметь электроосвещение согласно правилам устройства электроустановок.

Приточно-вытяжная вентиляция проходных каналов должна быть в исправном состоянии.

8.12.21 Все соединения труб тепловых сетей должны быть сварными, за исключением мест установки фланцевой арматуры (допускается приварка фланцевой арматуры непосредственно к трубопроводам, но только при наличии соответствующей технологии сварки).

Использование для арматуры и компенсаторов хлопчатобумажных и пеньковых набивок запрещается.

8.12.22 При надземной прокладке тепловых сетей задвижки с электроприводами должны быть размещены в помещении или заключены в кожухи, защищающие арматуру и электропривод от атмосферных осадков и исключающие доступ посторонних лиц.

8.12.23 Присоединение к тепловым сетям установок горячего водоснабжения с неисправными регуляторами перепада и температуры воды, а также теплоснабжающих систем с неисправными приборами учета запрещается.

8.12.24 Для контроля за состоянием оборудования тепловых сетей и режимом их работы регулярно по графику должен проводиться обход теплопроводов и тепловых пунктов.

8.12.25 Эксплуатирующая тепловую сеть организация должна систематически, по графику, осуществлять контроль состояния строительных конструкций, трубопроводов и оборудования, антикоррозионного покрытия и тепловой изоляции трубопроводов тепловой сети с применением современных СИТ и методов диагностики. Должен вестись учёт, систематизация и анализ выявленных дефектов по видам оборудования, определяться причины, разрабатываться и внедряться мероприятия по предупреждению возникновения дефектов.

Контроль за состоянием трубопроводов и оборудованием тепловой сети должен осуществляться с учетом требований ДНАОП 0.00-1.11.

После проведения ремонтно-восстановительных и других работ в местах их проведения все строительные и теплоизоляционные конструкции и антикоррозионные покрытия тепловой сети должны быть восстановлены и защищены от поступления влаги к теплопроводу.

8.12.26 На водяных тепловых сетях и конденсатопроводах должен быть организован систематический контроль за внутренней коррозией трубопроводов путем анализов сетевой воды и конденсата, а также по индикаторам внутренней коррозии, устанавливаемым в наиболее характерных точках (на выводах от энергообъекта - источника тепла, на концевых участках, в двух-трех промежуточных узлах магистрали).

Неработающая тепловая сеть должна заполняться только деаэрированной водой.

8.12.27 Из паропроводов насыщенного пара конденсат должен непрерывно отводиться через конденсатоотводчики.

Работа конденсатоотводчиков на общий конденсатопровод без установки обратных клапанов запрещается.

8.12.28 Секционирующие задвижки и запорная арматура в нормальном режиме должны быть в полностью открытом или полностью закрытом положении; регулировать ими расход теплоносителя запрещается.

8.12.29 Среднегодовая утечка теплоносителя из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения независимо от схемы их присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

При определении утечки теплоносителя не должен учитываться расход воды на наполнение теплопроводов и систем теплоснабжения при их плановом ремонте, при подключении новых участков сети и потребителей, при проведении испытаний (на прочность и плотность, расчетную температуру, тепловые и гидравлические потери).

Производственная утечка – потери сетевой воды из тепловых сетей и систем теплоснабжения во время ремонта, испытаний (на прочность, плотность, расчетную температуру, тепловые и гидравлические потери) промывки и заполнения новых систем - определяется на основании соответствующих актов.

Непроизводственная утечка – потери сетевой воды из систем теплоснабжения и систем теплоснабжения - относится в соответствии с их балансовой принадлежностью к владельцу тепловых сетей или владельцу систем теплоснабжения, который допустил эту утечку.

8.12.30 После ремонта, до начала отопительного периода, тепловая сеть должна быть подвергнута гидравлическим испытаниям на прочность и плотность в соответствии с требованиями ДНАОП 0.00-1.11 для проверки прочности и плотности трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры.

Минимальная величина пробного давления должна быть 1,25 рабочего давления, но не менее:

- 16 кгс/см² (1,6 Мпа) для магистральных тепловых сетей;
- 12 кгс/см² (1,2 Мпа) для распределительных тепловых сетей.

При этом значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети.

Максимальная величина пробного давления устанавливается расчетом на прочность согласно НД, согласованной с Госнадзором охраны труда, с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливает технический руководитель организации, эксплуатирующей тепловые сети, в пределах, оговоренных выше.

8.12.31 Для гидравлических испытаний на прочность и плотность трубопроводы тепловых сетей должны заполняться водой с температурой не ниже 5 °С и не выше 40 °С.

На время проведения испытаний тепловой сети пробным давлением тепловые пункты и системы теплоснабжения должны быть надежно отключены.

8.12.32 Испытания тепловых сетей на расчетную температуру теплоносителя проводить при вводе их в эксплуатацию. Испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника теплоснабжения до тепловых пунктов систем теплоснабжения.

На действующих тепловых сетях должен периодически, по графику, осуществляться контроль за тепловыми перемещениями трубопроводов и сверка их с расчетными. Одновременное проведение испытаний тепловых сетей на расчетную температуру теплоносителя и на прочность и плотность запрещается.

8.12.33 Испытания по определению тепловых и гидравлических потерь в тепловых сетях должны проводиться с периодичностью один раз в 5 лет по программе, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей тепловую сеть организации и согласованной техническим руководителем энергообъекта - источника тепла.

Испытания на расчетную температуру теплоносителя, а также по определению тепловых и гидравлических потерь должны проводиться специализированной организацией.

8.12.34 Объем и периодичность испытаний тепловых сетей на потенциал блуждающих токов должны соответствовать “Инструкции по защите тепловых сетей от электрохимической коррозии”.

8.12.35 Технологические защиты при работе тепловых сетей должны быть включены постоянно.

Отключение устройств технологической защиты во время работы тепловой сети допускается только с разрешения технического руководителя организации, эксплуатирующей тепловую сеть, с записью в оперативной документации в следующих случаях:

- при четком выявлении неисправности защиты;
- при работе сетей в переходных режимах;
- для устранения аварий;
- в период ремонта оборудования.

Работоспособность технологических защит должна периодически проверяться в сроки и в объеме, указанных в местной инструкции.

8.12.36 Для двухтрубных водяных тепловых сетей основой для режима отпуска тепла должен быть график центрального качественного регулирования.

При условии наличия горячего водоснабжения минимальная температура воды в подающем трубопроводе сети должна быть не ниже:

- 70 °С - для закрытых схем;
- 60 °С - для открытых схем горячего водоснабжения.

8.12.37 Гидравлические режимы водяных тепловых сетей должны разрабатываться ежегодно для отопительного и летнего периодов; для открытых систем теплоснабжения в отопительный период режимы должны разрабатываться при максимальном водоразборе из подающего и обратного трубопроводов и при отсутствии водоразбора.

Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей должны быть составлены для каждого отопительного сезона.

Очередность сооружения новых магистралей и насосных станций, предусмотренных схемой теплоснабжения, должна определяться с учетом реального роста присоединяемой тепловой нагрузки.

В тепловых сетях должны быть предусмотрены мероприятия для обеспечения теплоснабжения потребителей при выходе из строя насосных станций и отдельных участков основных магистралей.

8.12.38 При работе водяных тепловых сетей, для предотвращения вскипания воды при её максимальной температуре, давление в любой точке подающей линии, в трубопроводах и оборудовании источника тепла, тепловых пунктов и в верхних точках непосредственно присоединенных систем теплопотребления должно быть больше значения давления вскипания воды, но не менее, чем на 0,5 кгс/см² (50 кПа).

Давление воды в обратном трубопроводе водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов должно быть в любой точке не ниже 0,5 кгс/см² (50 кПа), но не выше

допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепла, тепловых сетей и тепловых пунктов и для непосредственно присоединенных систем теплоснабжения.

Величины давления в подающей линии и в обратном трубопроводе должны быть определены проектной или наладочной организацией и утверждены техническими руководителями энергообъекта – источника тепла и организации, эксплуатирующей тепловые сети

8.12.39 Статическое давление в системах теплоснабжения должно быть таким, чтобы обеспечивалось заполнение водой трубопроводов тепловой сети, а также всех непосредственно присоединенных систем теплоснабжения. Статическое давление должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепла, тепловых сетей и тепловых пунктов и непосредственно присоединенных систем теплоснабжения.

Статическое давление должно быть определено условно для температуры воды от 1 до 100 °С.

Для магистралей дальнего теплоснабжения, работающих при повышенных температурах сетевой воды, статическое давление должно быть определено исходя из расчетной температуры воды в магистралах.

Если статическое давление в отдельных точках сети превышает допустимое для оборудования источника тепла или систем теплоснабжения, должно быть обеспечено автоматическое деление сети на гидравлически изолированные зоны, в каждой из которых должно поддерживаться допустимое давление.

8.12.40 При аварийном прекращении электроснабжения сетевых и перекачивающих насосов эксплуатирующая тепловую сеть организация должна обеспечить давление в тепловых сетях и системах теплоснабжения в пределах допустимого уровня. При потенциальной возможности превышения этого уровня должна быть предусмотрена установка специальных устройств, предохраняющих систему теплоснабжения от гидроударов.

Режимы, обеспечивающие необходимое статическое давление в системах теплоснабжения согласно 8.12.39, а также обеспечивающие допустимый уровень давления в системах теплоснабжения при аварийном прекращении электроснабжения сетевых и перекачивающих насосов, должны быть определены специализированной наладочной организацией.

8.12.41 Трубопроводы и оборудование тепловых сетей, насосные станции, пункты расщелки (изменения режима) сети на гидравлически изолированные зоны, а также тепловые пункты должны быть оснащены средствами технологического контроля, автоматического управления и защиты в соответствии с требованиями СНиП 2.04.07 “Тепловые сети”.

Запрещается подключение к тепловым сетям абонентов, у которых автоматизация тепловых пунктов не обеспечивает защиту систем теплоснабжения от недопустимого повышенного давления или температуры сетевой воды.

8.12.42 Ремонт тепловых сетей должен проводиться в соответствии с утверждённым техническим руководителем эксплуатирующей тепловую сеть организации графиком (планом), согласованным с техническим руководителем энергообъекта - источника тепла.

График ремонтных работ должен составляться с учётом одновременного ремонта трубопроводов тепловой сети и тепловых пунктов.

Объём планируемых ремонтных работ должен определяться на основе анализа повреждений, периодических осмотров, диагностики, результатов ежегодных гидравлических испытаний на плотность.

Объёмы утверждаются техническим руководством энергопредприятия и согласовываются с подрядчиком.

Эксплуатирующая тепловую сеть организация должна систематически заменять аварийные трубопроводы, а также выполнять другие работы, направленные на повышение

надежности эксплуатации оборудования и сетей, эффективности использования отпущенного тепла, уменьшения потерь тепла и сетевой воды.

8.12.43 Организация, эксплуатирующая тепловую сеть, должна определить систему технического обслуживания оборудования и трубопроводов теплосети с учетом требований ГКД 34.20.661 “Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд, електростанцій та мереж Міненерго України”, других НД по эксплуатации тепловых сетей,

8.12.44 Начало и окончание отопительного сезона (и связанное с этим изменение гидравлического и теплового режима работы тепловых сетей и источника тепла) устанавливается в каждом регионе органами местного самоуправления, исходя из установившейся среднесуточной температуры наружного воздуха в течение 3-х суток не менее 8⁰С.

8.12.45 При использовании предизолированных труб техническое освидетельствование их проводить согласно НД, разрабатываемого специализированной организацией и согласованного с ДНАОП.

9 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

9.1 Общие принципы, критерии и требования обеспечения безопасности эксплуатации АЭС

9.1.1 Общие положения

9.1.1.1 Основопологающие принципы, критерии и требования обеспечения безопасности АЭС изложены в НП 306.1.02/1-034 “Загальні положення забезпечення безпеки атомних станцій”, ПНАЭ Г-1-024 “Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций”, ПРБ АС “Правила радиационной безопасности атомных станций”, “Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности”, ПНАЭ Г-1-004 “Типовое содержание технического обоснования безопасности реакторной установки”, ПНАЭ Г-1004 “Типовое содержание технического обоснования безопасности атомной станции” и других НД. Полное перечисление НД, действующих в ядерной энергетике Украины, приведены в Переліку НД ЕО-2002 (Перелік діючих нормативних документів експлуатуючої організації в галузі ядерної енергетики України).

9.1.1.2 Атомная электростанция удовлетворяет условиям безопасности, если её радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду при нормальной эксплуатации и проектных авариях не приводит к превышению установленных доз облучения персонала, населения и нормативов по выбросам, сбросам и содержанию радиоактивных веществ в окружающей среде, а также ограничивает это воздействие при запроектных авариях.

9.1.1.3 Основной задачей и целью безопасности на всех этапах жизненного цикла АЭС является комплекс конкретных действий по её достижению, направленных на обеспечение нормальной эксплуатации, недопущение нарушения условий нормальной эксплуатации, предотвращение возникновения исходных событий, любых аварийных ситуаций, аварий, в том числе и проектных, а в случае их возникновения или переростания в запроектные аварии - на ликвидацию последствий.

9.1.1.4 Исходя из концепции безопасности, нормами, правилами и стандартами по ядерной и радиационной безопасности устанавливаются принципы, критерии и требования безопасности, то есть такие значения параметров, характеристик и условий, при выполнении которых должна обеспечиваться ядерная и радиационная безопасность АЭС.

9.1.1.5 Безопасность АЭС обеспечивается за счёт последовательной реализации концепции глубокоэшелонированной защиты, основанной на применении системы физических барьеров на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду и системы технических и организационных мер по защите барьеров и сохранению их эффективности с целью защиты персонала, населения, окружающей среды.

9.1.2 Система физических барьеров

9.1.2.1 Система физических барьеров энергоблока АЭС включает: топливную матрицу, оболочку тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ), границу контура теплоносителя ядерного реактора (ЯР), герметичное ограждение РУ, биологическую защиту. Достигается это за счёт выбора соответствующих материалов ЯТ; конструкции и материала оболочек ТВЭЛ; конструкции и материалов РУ, системы диагностики, управляющих и защитных систем контура теплоносителя; конструктивных особенностей гермозоны и биологической защиты.

9.1.2.2 При нормальной эксплуатации все физические барьеры и средства их защиты должны быть работоспособны. При выявлении неработоспособности любого, предусмотренного проектом АЭС физического барьера или средств его защиты, согласно

условиям безопасной эксплуатации, работа энергоблока АЭС на мощности запрещается.

9.1.3 Система технических и организационных мер

9.1.3.1 Система технических и организационных мер образуют пять уровней глубокоэшелонированной защиты:

- уровень 1 (создание условий, препятствующих нарушениям нормальной эксплуатации);
- уровень 2 (предотвращение проектных аварий системами нормальной эксплуатации);
- уровень 3 (предотвращение аварий системами безопасности);
- уровень 4 (управление запроектными авариями);
- уровень 5 (планирование мероприятий по защите персонала и населения).

Концепция глубокоэшелонированной защиты осуществляется на всех этапах жизненного цикла АЭС. Приоритетной при этом является стратегия предотвращения возникновения исходных событий, особенно для уровней 1 и 2.

9.1.4 Культура безопасности

9.1.4.1 Культура безопасности – набор характеристик, особенностей деятельности организаций и поведения отдельных лиц, который устанавливает, что проблемам безопасности АЭС, как таковым, что имеют высший приоритет, уделяется внимание, определяемое их значимостью.

9.1.4.2 Для всех видов деятельности, для организаций и отдельных лиц на всех уровнях внимание к безопасности включает:

- личное осознание важности безопасности;
- знания и компетентность, обеспечиваемые через подготовку и инструкции для персонала, а также его самоподготовку;
- приверженность, требующую демонстрации высокого приоритета безопасности на уровне старших руководителей и признания общих целей безопасности отдельными лицами;
- мотивация посредством методов руководства, постановки целей и создания системы поощрений и наказаний и посредством формирования внутренней позиции отдельных лиц;
- ответственность через формальное установление и описание должностных обязанностей и понимание их отдельными лицами

9.1.4.3 Культура безопасности применительно к непосредственной эксплуатации энергоблоков АЭС должна строиться на строгом соблюдении функционально правильно созданной иерархической структуре административного и технического управления, на строгом соблюдении требований инструкций по эксплуатации оборудования, четком взвешенном подходе персонала к выполнению конкретных действий, понимании каждым лицом ответственности за обеспечение безопасности АЭС как жизненно важного дела.

9.2 Государственное регулирование безопасности АЭС

9.2.1 Государственное регулирование ядерной и радиационной безопасности АЭС осуществляется органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности, полномочия которых определены Законами Украины “Об использовании ядерной энергии и радиационной безопасности”, “О разрешительной деятельности в сфере использования ядерной энергии”, Указом Президента Украины “О государственном регулировании ядерной и радиационной безопасности”, постановлениями Кабинета Министров Украины.

Государственным органом регулирования ядерной и радиационной безопасности является Государственный комитет ядерного регулирования Украины.

9.2.2 В функции Государственного комитета ядерного регулирования Украины

входит определение критериев, требований и условий безопасности при использовании ядерной энергии, выдача разрешений и лицензий на осуществление деятельности в этой сфере, выполнение государственного надзора за соблюдением законодательства, норм, правил и стандартов по ядерной и радиационной безопасности, а также за соблюдением безопасности при обращении с отработавшим ЯТ и радиоактивными отходами.

9.2.3 Кроме органов государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности, государственное управление в сфере использования ядерной и радиационной безопасности осуществляется в пределах своих функций, прав и ответственности Минтопэнерго Украины, Министерством внутренних дел, Министерством труда и социальной политики, Министерством охраны здоровья Украины.

9.2.4 Кабинет Министров Украины назначает Главного государственного инспектора ядерной безопасности Украины.

Государственный комитет ядерного регулирования Украины создаёт на каждой АЭС государственные инспекции, на которые возлагается государственный надзор за соблюдением требований ядерной и радиационной безопасности.

9.2.5 Государственные инспектора ядерной и радиационной безопасности на АЭС имеют право:

- для проверки соблюдения законодательства об использовании ядерной энергии беспрепятственно посещать объект, получать от администрации объяснения, материалы и информацию, касающуюся ядерной и радиационной безопасности на любом этапе жизненного цикла АЭС;

- ограничивать или запрещать эксплуатацию энергоблоков в случае нарушения требований правил, норм и стандартов по ядерной и радиационной безопасности;

- привлекать в установленном порядке к ответственности лица, нарушившие законодательные и другие нормативные акты об ядерной и радиационной безопасности.

9.2.6 Решения государственных инспекторов ядерной и радиационной безопасности на АЭС могут быть отменены Главным государственным инспектором ядерной безопасности Украины.

Решение Главного государственного инспектора ядерной безопасности Украины, принятое в пределах его компетенции, является окончательным и может быть обжаловано только в судебном порядке.

9.2.7 Высший надзор за соблюдением и правильным применением ядерного законодательства осуществляется Генеральным прокурором Украины и подчинёнными ему прокурорами.

9.2.8 Эксплуатирующая организация и администрация АЭС обязаны информировать в установленном порядке органы государственного регулирования безопасности обо всех случаях нарушения безопасной эксплуатации АЭС, систематизировать и предоставлять им все случаи нарушения нормальной эксплуатации систем и элементов, важных для безопасности.

9.2.9 Предприятия и организации любой формы собственности, выполняющие работы или услуги на любом из этапов жизненного цикла АЭС, обязаны по требованию органов государственного регулирования безопасности представлять им информацию по вопросам, входящим в их компетенцию.

9.2.10 Любой случай нарушения безопасной эксплуатации АЭС должен быть расследован в установленном порядке, определена и устранена причина нарушения, сделаны экспертные выводы, разработаны технические и организационные мероприятия по предотвращению нарушений, аналогичных выявленным.

9.2.11 Органы государственного регулирования безопасности призваны своей деятельностью создавать в эксплуатирующей организации, на АЭС и в других предприятиях и организациях любой формы собственности, выполняющих работы или услуги на любом из этапов жизненного цикла АЭС, предпосылки и условия по недопущению нарушений требований правил, норм и стандартов, регламентирующих

ядерную и радиационную безопасность АЭС.

9.3 Задачи и функции эксплуатирующей организации АЭС

9.3.1 Задачи эксплуатирующей организации

9.3.1.1 Эксплуатирующая организация АЭС- юридическое лицо, созданное или назначенное в установленном порядке для выполнения собственными силами или с привлечением других предприятий (организаций) деятельности, связанной с выбором площадки, проектированием, строительством, вводом в эксплуатацию, эксплуатацией и снятием с эксплуатации АЭС, на которую возлагается ответственность за обеспечение ядерной и радиационной безопасности и которая обязана в установленном порядке получить разрешение (лицензию) на осуществление деятельности в соответствии с законодательством.

Эксплуатирующая организация должна иметь полномочия, финансовые, материальные и другие ресурсы, необходимые и достаточные для осуществления своей деятельности и безусловного обеспечения ядерной и радиационной безопасности на любом этапе жизненного цикла АЭС.

9.3.1.2 Эксплуатирующая организация несет полную ответственность за безопасность АЭС, включая мероприятия по предупреждению аварий, снижению или ликвидации последствий аварий в случае их возникновения, учёт и контроль ЯТ и других радиоактивных веществ, охрану окружающей среды и контроль за её состоянием в санитарно-защитной зоне и в зоне наблюдения, за физическую защиту АЭС, за использование АЭС только для тех целей, для которых она была спроектирована и построена.

9.3.1.3 Эксплуатирующая организация не может прибегать к действиям или демонстрации намерений, которые могут побуждать персонал к нарушению требований Закона Украины “Об использовании ядерной энергии и радиационной безопасности”, норм, правил и стандартов, регламентирующих безопасность АЭС.

9.3.2 Функции эксплуатирующей организации

9.3.2.1 Обеспечивает безопасность на любом этапе жизненного цикла АЭС, ведёт учёт и контроль ЯТ и других радиоактивных веществ, охрану окружающей среды и контроль за её состоянием в санитарно-защитной зоне и в зоне наблюдения.

9.3.2.2 Взаимодействует с органами государственного регулирования безопасности по всем вопросам, связанным с безопасностью АЭС:

- разрабатывает и предоставляет откорректированные части отчётов по анализу безопасности (ОАБ) и техническому обоснованию безопасности (ТОБ) АЭС с учётом изменений в проекте при строительстве, внесенных изменений по результатам пусконаладочных работ, физического и энергетического пусков;

- предоставляет информацию в установленном порядке о состоянии безопасности АЭС.

9.3.2.3 Обеспечивает разработку технологического регламента по эксплуатации энергоблоков АЭС с привлечением предприятий и организаций, принимавших участие в проектировании энергоблоков, а также в конструировании и изготовлении оборудования для него.

9.3.2.4 Разрабатывает, вводит в действие и обеспечивает постоянную готовность к реализации плана мероприятий по мобилизации отраслевых ресурсов для оказания помощи АЭС по защите персонала и населения при ликвидации последствий запроектных аварий или чрезвычайных ситуаций на АЭС в случае их возникновения – “План мероприятий по защите персонала и населения в случае аварии на АЭС”.

9.3.2.5 Обеспечивает разработку и выполнение программ обеспечения качества на

всех этапах жизненного цикла АЭС.

9.3.2.6 Выполняет периодически переоценку безопасности каждого энергоблока АЭС в сроки, устанавливаемые органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности, но не реже одного раза в 10 лет, и предоставляет им отчёты по переоценке безопасности. На основании результатов переоценки безопасности энергоблока АЭС определяются пределы и условия его дальнейшей эксплуатации.

9.3.2.7 Организует:

- обеспечение АЭС свежим ЯТ, запасными частями, СИТ, НД, материально-техническими ресурсами;
- метрологическое обеспечение эксплуатации энергоблоков АЭС в соответствии с Законом Украины о метрологии и метрологической деятельности и другими нормативно-правовыми актами Украины по метрологии;
- разработку и согласование с органами государственного регулирования безопасности проектов снятия энергоблоков АЭС с эксплуатации.

9.3.2.8 Обеспечивает:

- безопасное для персонала и населения хранение и использование ЯТ, а также безопасное обращение с радиоактивными материалами и утилизацию радиоактивных отходов
- готовность технических средств и служб для ликвидации аварий в случае их возникновения;
- учёт индивидуальных доз облучения персонала;
- реализацию прав персонала АЭС на социально-экономические компенсации;
- информирует общественность о состоянии безопасности АЭС.

9.3.2.9 Организует физическую защиту и режим секретности АЭС.

9.3.2.10 Устанавливает объём требований и знаний, который определяет необходимый уровень профессиональной подготовки персонала АЭС, обеспечивает поддержание его квалификации.

Требования к квалификации лицензированного персонала АЭС, устанавливаются органом государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности. Перечень должностей и специальностей для работников АЭС, которые непосредственно осуществляют управление реакторной установкой и которые должны получить лицензии на осуществление этой деятельности, устанавливает Кабинет Министров Украины

9.4 Обеспечение качества

9.4.1 Обеспечение качества - это комплекс мероприятий, которые должны планироваться и систематически реализовываться с целью достижения уверенности в том, что осуществляемые виды деятельности всех участников сооружения и эксплуатации АЭС отвечают требованиям НД.

9.4.2 Политика эксплуатирующей организации в области качества должна быть согласована с общей её политикой и стратегией, отвечать целям, отражать намерения и направленность эксплуатирующей организации, связанные с качеством и официально сформулированные высшим руководством, и содержать обязательства по удовлетворению требований и постоянному улучшению результативности системы качества.

9.4.3 Качество деятельности и услуг, выполняемых организациями для и на АЭС, должно обеспечиваться созданием и функционированием в них системы качества.

9.4.4 Эксплуатирующая организация должна установить, документально оформить, внедрить и поддерживать систему качества, учитывающую все этапы жизненного цикла ядерной установки и требования национальных стандартов и НД в области качества.

Эксплуатирующая организация должна разработать и актуализировать общее руководство по качеству. АЭС должны разрабатывать и актуализировать руководства по качеству, отражающие особенности своей организационной структуры и не противоречащие общему руководству по качеству эксплуатирующей организации, а также

документированные методики (процедуры, программы, положения, руководства) по качеству выполнения основных процессов и работ.

9.4.5 Эксплуатирующая организация должна определить порядок оценки деятельности организаций, поставляющих продукцию и выполняющих работы или услуги для и на АЭС.

9.4.6 Программы обеспечения качества при разработке и изготовлении РУ, оборудования и систем, важных для безопасности, при проектировании и сооружении энергоблока должны разрабатываться организациями, выполняющими указанные работы по принадлежности.

9.4.7 Каждая программа обеспечения качества должна быть разработана, утверждена и введена в действие приказом по организации до начала предусмотренных нею работ.

9.4.8 Эффективность функционирования программ обеспечения качества должна осуществляться посредством внутренних ревизий и инспекций подразделений АЭС и, при необходимости, организаций, выполняющих работы или услуги для и на АЭС по договорам с АЭС или эксплуатирующей организацией.

9.4.9 Периодичность и порядок проведения ревизий и инспекций должны быть определены утверждёнными соответствующими графиком и положением.

По результатам инспекций должны приниматься корректирующие действия по поддержанию требуемого уровня обеспечения качества.

9.5 Контроль и инспекции эксплуатирующей организации за обеспечением качества и выполнением требований правил и норм по безопасности АЭС

9.5.1 Задачей и целью контроля и инспекций эксплуатирующей организации является обеспечение надёжной, безопасной и экономичной эксплуатации энергоблоков АЭС посредством выполнения следующих мероприятий:

- контроля и инспекций соблюдения на АЭС требований правил, норм, инструкций по эксплуатации оборудования и программ обеспечения качества выполнения работ на всех этапах жизненного цикла энергоблоков АЭС;

- контроля и инспекций за всеми видами деятельности, важными для безопасности АЭС, в том числе и организаций, выполняющих работы для и на АЭС;

- участия в разработке и реализации вновь вводимых НД по обеспечению безопасности и качества выполняемых работ на АЭС;

- контроля радиационного состояния окружающей среды в санитарно-защитной зоне и в зоне наблюдения;

- контроля готовности к реализации плана мероприятий по защите персонала и населения в случае возникновения запроектных аварий и готовности персонала к управлению запроектными авариями;

- контроля за недопущением использования АЭС в иных целях, кроме тех, для которых она была спроектирована и построена.

9.5.2 Контроль и инспекции эксплуатирующей организации должны быть направлены на выявление и предупреждение причин неблагоприятного развития недостатков в системе обеспечения безопасности, надёжности, эффективности работы АЭС и в системе качества выполнения работ на всех этапах жизненного цикла АЭС.

9.5.3 По результатам контроля и инспекций эксплуатирующей организации должны разрабатываться и реализовываться корректирующие мероприятия по устранению выявленных нарушений (несоответствий) в обеспечении безопасности, надёжности, эффективности и качества выполнения работ на АЭС, контроль за выполнением которых осуществляет эксплуатирующая организация.

9.6 Выбор площадки размещения АЭС

9.6.1 Размещение АЭС определяется Законом Украины “Об использовании ядерной энергии и радиационной безопасности”.

9.6.2 Предложения о размещении АЭС имеют право вносить в Кабинет Министров Украины для рассмотрения органы государственной власти и самоуправления, отдельные юридические и физические лица.

9.6.3 Предложения по местоположению площадки размещения АЭС должны иметь не менее трёх альтернативных вариантов.

9.6.4 Местоположение АЭС должно определяться с учетом особенностей природных условий района размещения АЭС и оценки возможного её влияния на экологию выбранного и прилегающих районов на всех этапах жизненного цикла.

9.6.5 Решение о размещении и строительстве АЭС принимается Кабинетом Министров Украины совместно с местными органами государственной власти и самоуправления на основании выводов государственной экспертизы безопасности АЭС и других экспертиз в соответствии с законодательством.

Выделение земельных участков для размещения АЭС должно проводиться в порядке и на условиях, определённых земельным законодательством, законодательством о недрах и охране окружающей природной среды Украины.

9.6.6 Инженерные изыскания по размещению АЭС проводятся в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по размещению ядерных установок и объектов в два этапа: в пределах выбранного района и непосредственно на площадке размещения с учётом возможности обеспечения хранения и перевозки свежего и отработавшего ЯТ, сбора, переработки и хранения (захоронения) радиоактивных отходов. При этом должна быть определена естественная фоновая радиоактивность района.

9.6.7 Все обосновывающие материалы по выбору места размещения АЭС должны направляться в органы государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности для предварительной экспертизы.

Состав, объём и содержание обосновывающих документов должны отвечать требованиям к разработке технико-экономического обоснования инвестиций (ТЭО инвестиций) строительства атомной станции – выбор площадки размещения.

9.7 Проектирование АЭС

9.7.1 Проектирование должно осуществляться на основании требований действующих Законов и законодательных актов Украины, государственных и отраслевых НД по проектированию.

9.7.2 Обязательным условием проектирования должно быть соблюдение требований действующих государственных норм, правил и стандартов в области строительства и градостроительства, норм и требований органов государственного регулирования безопасности Украины.

9.7.3 Проектирование АЭС могут выполнять только те организации, которые имеют лицензию на выполнение проектной продукции, полученную в установленном порядке, и заключившие контракт (договор) с заказчиком, в котором устанавливаются взаимные обязательства и ответственность сторон.

9.7.4 Проектирование конкретной АЭС выполняет по контракту с Заказчиком (инвестором) Генеральный проектант, который при необходимости, по согласованию с Заказчиком, может привлекать для разработки составных частей проектной продукции другие лицензированные проектные организации, неся всю полноту ответственности за качество, безопасность, технико-экономический и экологический уровень проекта в целом.

Неотъемлемой частью контракта должно быть задание на проектирование.

9.7.5 Разработку задания на проектирование АЭС обеспечивает, согласовывает с органами государственного регулирования безопасности Украины и Генеральным проектантом и утверждает Заказчик.

Состав задания на проектирование и исходные данные определяются в соответствии с ДБН А.2.2-3 “Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної

документації для будівництва”.

В задании на проектирование устанавливается необходимость разработки документации на пусковые комплексы энергоблоков.

9.7.6 На основании ТЭО инвестиций и задания на проектирование Генеральный проектант обеспечивает разработку проекта АЭС (энергоблока АЭС) и программы обеспечения качества при проектировании, в которой должны быть предусмотрены особые требования по обеспечению качества для систем безопасности и систем, важных для безопасности.

9.7.7 Проект АЭС (энергоблока АЭС) и его разделы следует разрабатывать без излишней детализации, но в составе и объёме, достаточном для обоснования технических решений, определения объёмов основных строительно-монтажных работ, оборудования, строительных конструкций, материальных, топливно-энергетических, трудовых и других ресурсов для определения базисной сметной стоимости сооружения АЭС (энергоблока АЭС).

Состав и содержание проекта, оценка воздействия на окружающую среду должно соответствовать ДБН А.2.2-3.

9.7.8 Разработка рабочей документации должна выполняться на основании утверждённого в установленном порядке проекта АЭС (энергоблока АЭС) в соответствии с государственными стандартами, НД и правилами, действующими в атомной энергетике и строительстве.

9.7.9 В проектной документации должна приводиться классификация элементов АЭС по классам безопасности, по категориям сейсмостойкости в соответствии с ПНАЭ Г-5-006-872/1-21 “Нормы проектирования сейсмостойкости атомных станций” и ПНАЭ Г-7-002 “Нормы расчёта на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок”, предусматриваться сейсмические и другие испытания СИТ, электрооборудования, технических средств АСУ.

9.7.10 При проектировании АЭС для установления проектных решений должны применяться в соответствии с 9.1.1.1 принципы и критерии безопасности с учётом ряда событий, включающих нормальную эксплуатацию, ожидаемые нарушения нормальной эксплуатации, аварийные ситуации, проектные и запроектные аварии, чрезвычайные внешние события.

9.7.11 В разделе проекта "Руководство эксплуатацией" должны быть отражены:

- организация управления;
- основные технологические схемы;
- требования к уровню квалификации персонала АЭС;
- эксплуатационная и ремонтная документация;
- планирование на случай аварии;
- организационно-технические мероприятия по ликвидации запроектных аварий в случае их возникновения.

9.7.12 В разделе проекта "Снятие АЭС (энергоблока АЭС) с эксплуатации" должны быть рассмотрены:

- варианты снятия АЭС (энергоблока АЭС) с эксплуатации;
- этапы вариантов снятия с эксплуатации;
- основные экономически обоснованные организационно-технические мероприятия по каждому из вариантов;
- восстановление (рекреация) промплощадки, использование её и сооружений для народно-хозяйственных нужд;
- требования по обеспечению радиационной безопасности;
- оценка затрат по рассмотренным вариантам снятия с эксплуатации.

9.8 Сооружение АЭС

9.8.1 Сооружение АЭС осуществляется в соответствии с действующими

государственными строительными нормами Украины с учётом дополнительных требований к организации строительного производства (работам общестроительного направления, работам по монтажу оборудования, шефмонтажу, электромонтажным, работам по специальной антикоррозионной защите, изготовлению комплектующих конструкций и др.) при сооружении АЭС (энергоблока АЭС).

Требования распространяются также и на заводы-изготовители оборудования и конструкций, заводы стройиндустрии, а также заводы по выпуску материалов и комплектующих изделий.

9.8.2 Работы по строительству АЭС (энергоблока АЭС) могут выполнять строительные организации, имеющие лицензию, полученную в установленном порядке, на производство работ применительно к виду деятельности на АЭС, и заключившие контракт (договор) с Заказчиком.

9.8.3 Строительство конкретной АЭС (энергоблока АЭС) выполняет по контракту с Заказчиком (инвестором) Генеральный подрядчик по строительству, который при необходимости, по согласованию с Заказчиком, может привлекать для производства работ по составным частям проекта другие лицензированные строительные организации, неся всю полноту ответственности за качество и безопасность сооружения АЭС (энергоблока АЭС) в целом согласно утверждённому проекту и разработанной рабочей документации.

9.8.4 Генеральный подрядчик по строительству должен обеспечить разработку общей программы обеспечения качества при строительстве АЭС (энергоблока АЭС) и нести ответственность за её выполнение, а также за выполнение вместе с привлечёнными подрядными организациями разработанных ими программ качества производства работ по составным частям проекта.

Эксплуатирующая организация должна осуществлять контроль за разработкой и выполнением общей программы обеспечения качества при строительстве АЭС (энергоблока АЭС).

9.8.5 Строительство АЭС (энергоблока АЭС) может быть начато только при наличии у эксплуатирующей организации разрешения органов государственного регулирования безопасности Украины на строительство АЭС (энергоблока АЭС).

9.8.6 Строительство АЭС (энергоблока АЭС) можно осуществлять только на основе предварительно проработанных решений по организации строительства и технологии производства работ, которые должны быть приняты в проекте организации строительства и проекте производства работ, а также при наличии общей и локальных программ качества.

9.8.7 Руководители и все работники организаций – участников сооружения АЭС (энергоблока АЭС), должны проходить проверку знаний правил, норм, стандартов, действующих в атомной энергетике, применительно к своей деятельности по сооружению АЭС согласно 5.3.8.

9.8.8 На всех этапах сооружения АЭС (энергоблока АЭС) должны соблюдаться требования программ качества всеми участниками строительства, проводиться эксплуатирующей организацией и Заказчиком контроль и инспекции качества строительного-монтажных работ. При выявлении любых факторов, снижающих надёжность, уровень безопасности, ухудшающих экологическую обстановку или другие негативные проявления, они должны незамедлительно устраняться. В противном случае, особенно при снижении безопасности, государственный орган, принявший решение о строительстве АЭС (энергоблока АЭС), может приостановить строительство до устранения выявленных отклонений.

9.9 Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций на АЭС

9.9.1 Эксплуатирующая организация АЭС должна разработать, в соответствии с государственными требованиями по предупреждению и ликвидации чрезвычайных

ситуаций, “Положение о системе предупреждения и действиях в чрезвычайных ситуациях (СДЧС) на АЭС”, в котором должны быть отражены совместные скоординированные действия эксплуатирующей организации, АЭС, государственных органов по чрезвычайным ситуациям, местных органов государственной власти и самоуправления, гражданской обороны.

9.9.2 Положением о СДЧС должен быть определён круг задач, установлены порядок её функционирования, имеющиеся в наличии в эксплуатирующей организации и привлекаемые силы и средства в случае чрезвычайных ситуаций на АЭС.

Положение должно быть согласовано в установленном порядке с органами государственного регулирования безопасности АЭС Украины.

9.9.3 Основной задачей СДЧС эксплуатирующей организации является предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций на АЭС в случае их возникновения, защита персонала, населения, окружающей среды от радиационного воздействия и других негативных проявлений путём:

- мобилизации сил и средств АЭС, собственных и привлекаемых к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- организации взаимодействия с государственными органами по чрезвычайным ситуациям, местными органами государственной власти и самоуправления, гражданской обороны;
- автоматизированного контроля радиационной обстановки на АЭС, в санитарно-защитной зоне и зоне наблюдения;
- обеспечения постоянной готовности дежурно-диспетчерских служб, систем связи и оповещения, пунктов управления противоаварийными действиями;
- оказания экстренной помощи АЭС;
- оказания неотложной помощи пострадавшим;
- эвакуации персонала и, при угрозе распространения радиационной опасности, населения.

9.9.4 Основными элементами организационной структуры СДЧС эксплуатирующей организации должны быть:

- руководящие органы (комиссия по чрезвычайным ситуациям и штабы, реализующие решения комиссии);
- силы и средства ликвидации чрезвычайных ситуаций (специальные ведомственные формирования АЭС, подразделения внутренних войск, охраняющие АЭС, военизированные пожарные части, группа оказания экстренной помощи АЭС, медицинские службы и др.).

9.9.5 На каждой АЭС должна быть создана объектовая СДЧС, которая должна являться подсистемой СДЧС эксплуатирующей организации. В СДЧС эксплуатирующей организации должен входить также план мероприятий по защите персонала и населения согласно 9.3.2.4, которые должны поддерживаться совместно с администрацией АЭС в постоянной готовности для реализации в случае необходимости.

9.9.6 Структура СДЧС на АЭС должна определяться администрацией АЭС по согласованию с эксплуатирующей организацией.

9.9.7 Решение о введении в действие СДЧС в случае возникновения чрезвычайной ситуации на АЭС должно приниматься согласно “Положению о порядке объявления об радиационно опасной ситуации на АЭС”, разрабатываемому эксплуатирующей организацией и согласованному в установленном порядке с органами государственного регулирования безопасности АЭС Украины, и “Положению о системе предупреждения и действиях в чрезвычайных ситуациях на АЭС”.

9.9.8 Для проверки функционирования и готовности СДЧС эксплуатирующей организации и СДЧС на АЭС должны проводиться:

- тренировки комиссии по чрезвычайным ситуациям – не реже одного раза в год;
- сборы или командно-штабные учения – не реже одного раза в год;

- полномасштабные учения с привлечением сил и средств министерств, входящих в СДЧС - не реже одного раза в 2 года;
- тренировки по подготовке АЭС к действиям при чрезвычайных ситуациях – два раза в год;
- тренировки всех работающих на АЭС по сигналам оповещения о чрезвычайной ситуации – два раза в год;
- тренировки по связи – два раза в год;
- учения по проверке готовности к реализации “Плана мероприятий по защите персонала и населения в случае аварии на АЭС” - не реже одного раза в 2 года.

9.9.9 Комиссией по чрезвычайным ситуациям должны быть подготовлены и задействованы, при необходимости, варианты согласованных действий межотраслевых сил и средств по ликвидации чрезвычайной ситуации на АЭС в зависимости от величины и характера её последствий.

9.10 Снятие АЭС (энергблока АЭС) с эксплуатации

9.10.1 Снятие энергблока с эксплуатации – комплекс мероприятий после удаления ЯТ и прекращения эксплуатации, исключающий использование энергблока в целях, для которых он был сооружён и любых других не предусмотренных проектом целях, и обеспечивающий безопасность персонала, населения и окружающей среды.

9.10.2 Решение о снятии с эксплуатации энергблока АЭС принимается эксплуатирующей организацией, как правило, после выработки его проектного или продленного срока службы, и должно осуществляться в соответствии с программой и проектом снятия энергблока с эксплуатации.

Решение о досрочном (в особых случаях) выводе из эксплуатации АЭС (энергблока АЭС) принимается Правительством Украины.

9.10.3 Снятие энергблока с эксплуатации является неизбежной необходимостью, обеспечение работ по которой должно учитываться на всех предшествующих этапах его жизненного цикла.

9.10.4 Эксплуатирующая организация должна заблаговременно планировать работы по снятию энергблоков АЭС с эксплуатации и обеспечивать их выполнение, после принятия решения о конкретном сроке снятия энергблока с эксплуатации, в соответствии с требованиями норм и правил по безопасности в атомной энергетике.

9.10.5 На каждой АЭС на протяжении всего периода эксплуатации энергблоков должна накапливаться систематизированная информация, необходимая для разработки программы и проекта снятия энергблока с эксплуатации, применительно к вариантам, рассмотренным в разделе проекта “Снятие АЭС (энергблока АЭС) с эксплуатации”.

9.10.6 Конкретный уточнённый, наиболее целесообразный вариант снятия с эксплуатации энергблока эксплуатирующая организация должна принимать по результатам комплексного комиссионного технического и радиационного обследования энергблока до принятия решения о снятии его с эксплуатации.

9.10.7 Все работы, связанные со снятием энергблока с эксплуатации, должны выполняться согласно программе и проекту снятия энергблока с эксплуатации, разработку которых обеспечивает, согласовывает в установленном порядке с органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности и утверждает эксплуатирующая организация АЭС.

9.10.8 Программа снятия энергблока с эксплуатации должна быть разработана не позднее чем за 5 лет, а проект на основании утверждённой программы - не позднее чем за 2 года до окончания проектного срока службы энергблока.

Программа должна содержать ТЭО принятого варианта снятия энергблока с эксплуатации.

9.10.9 В случае продления срока эксплуатации энергблока сверх проектного срока службы более чем на 5 лет, программа и проект снятия энергблока с эксплуатации

должны корректироваться применительно к новым условиям эксплуатации энергоблока.

9.10.10 Проект снятия энергоблока с эксплуатации должен отражать конкретные виды работ, технологию и последовательность их проведения по каждому этапу вывода энергоблока из эксплуатации, материально-технические, людские и финансовые ресурсы.

9.10.11 Снятие энергоблока с эксплуатации может начинаться только после получения эксплуатирующей организацией разрешения органов государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины.

9.10.12 Остановленный для снятия с эксплуатации энергоблок считается находящимся в эксплуатации до момента полного удаления ЯТ из активной зоны и помещений энергоблока, удаления радиоактивных рабочих сред из оборудования и технологических систем, проведения штатной дезактивации его оборудования, систем и строительных конструкций.

После этого в технологический регламент и инструкции по эксплуатации окончательно остановленного энергоблока должны быть внесены соответствующие изменения.

9.10.13 Все работы по снятию энергоблока с эксплуатации должны выполняться с соблюдением требований по ядерной, радиационной, пожарной безопасности и охране труда.

9.10.14 На протяжении всего периода снятия энергоблока с эксплуатации должен вестись контроль радиационной обстановки на энергоблоке и АЭС в целом, выполняться анализ и сравнение результатов текущего контроля с результатами аналогичного контроля до начала снятия энергоблока с эксплуатации.

9.10.15 Решение об окончании работ по снятию энергоблока с эксплуатации принимает эксплуатирующая организация АЭС совместно с органами государственного регулирования безопасности Украины, местными органами государственной власти и самоуправления и другими заинтересованными организациями.

9.10.16 Основанием для принятия решения по снятию энергоблока с эксплуатации должны являться оформленные в установленном порядке документы, свидетельствующие о том, что все работы и мероприятия по проекту снятия энергоблока с эксплуатации завершены в полном объеме и с соблюдением предусмотренных проектом требований, достигнуто ожидаемое состояние энергоблока, экологическая обстановка на АЭС и в прилегающих районах соответствует требованиям действующих НД.

9.11 Физическая защита АЭС

9.11.1 Физическая защита АЭС – это совокупность организационно-правовых и инженерно-технических мероприятий, направленных на своевременное выявление, предупреждение и пресечение попыток несанкционированного или преднамеренного вывода ядерной установки из её регламентированного режима функционирования, а также несанкционированного извлечения, перемещения, передачи, использования ядерных материалов и других радиоактивных веществ, имеющих на АЭС, вследствие которых прямо или косвенно может возникнуть авария, угроза безопасности от радиационного воздействия на персонал, население, окружающую среду.

9.11.2 Физическая защита АЭС является неотъемлемой частью государственной системы мер по обеспечению национальной безопасности Украины

Государственное регулирование физической защиты ядерных материалов и ЯУ установок осуществляет орган государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности.

Порядок государственного регулирования физической защиты ядерных материалов и ЯУ установок определяет Кабинет Министров Украины.

9.11.3 Целями физической защиты АЭС являются:

- создание условий, которые сводили бы к минимуму возможность несанкционированного или преднамеренного вывода из строя ЯУ, изъятия ядерного материала, совершение акта ядерного терроризма;

- предоставление необходимой информационной и технической помощи органам, которые проводят оперативно-розыскные мероприятия с целью возвращения пропавшего ядерного материала.

9.11.4 Система физической защиты АЭС действует исключительно в ее границах и должна:

- определяться после выбора места под строительство АЭС;
- вводиться сначала строительства; изменяться, в случае необходимости, в процессе строительства каждой отдельной очереди;

- обеспечивать возможность противодействия, как нападениям снаружи так и изнутри;

- оценивать и учитывать обстановку в окружении АЭС.

9.11.5 Основными задачами системы физической защиты АЭС должны быть:

- специальная проверка всех лиц, допускаемых к деятельности на АЭС, в соответствии установленным Кабинетом Министров Украины порядком специальной проверки;

- отбор персонала для особых работ (на ЯУ, с ЯТ, радиоактивными отходами) только из тех лиц, которые не имеют медицинских противопоказаний;

- регламентирование задач и функций работников (инструкции, планы, графики), четкая практическая отработка действий всех исполнителей физической защиты;

- организация круглосуточной военизированной охраны территории АЭС с соответствующими инженерно-техническими средствами защиты, контроля и наблюдения;

- организация пропускного режима с соответствующими системами технического контроля всех лиц при входе/выходе, въезде/выезде на/с АЭС;

- обеспечение бесперебойной работы технических средств системы физической защиты;

- обеспечение условий, ограничивающих до минимальной потребности количество лиц, имеющих допуск для работы на ЯУ, с ЯТ, радиоактивными отходами;

- недопущение разглашения или утечки информации о системе физической защиты АЭС, используемых средствах и их функционировании.

9.11.6 Физическая защита АЭС должна строиться с соблюдением законодательных и нормативно-правовых актов Украины, не должна противоречить условиям нормального функционирования АЭС и не препятствовать предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в случае их возникновения.

9.11.7 Уровень физической защиты ЯУ и ядерных материалов должен отвечать международным обязательствам Украины в области использовании ядерной энергии

9.11.8 Физическая защита должна быть многозональной, глубоко эшелонированной, гибкой и максимально эффективной. К деятельности по её осуществлению должны допускаться только профессионально подготовленные лица.

9.11.9 Все технические средства системы физической защиты должны быть сертифицированы в установленном порядке.

9.11.10 Модернизация (усовершенствование) действующих инженерно-технических средств физической защиты осуществляется при условии непрерывного обеспечения существующего уровня физической защиты.

9.11.11 Непосредственное проведение мероприятий по физической защите возлагается на подразделение по организации и обеспечению физической защиты АЭС.

9.11.12 В случае выявления признаков постороннего вмешательства в уязвимые места АЭС, исчезновения ядерного материала или его части, а также возникновения аварийных ситуаций, причиной которых могут быть несанкционированные или

преступные действия, подразделением по организации и обеспечению физической защиты АЭС принимаются меры с целью сохранения всех следов постороннего вмешательства до прибытия представителей правоохранительных органов и немедленно проводится служебное расследование.

9.11.13 С целью предупреждения и пресечения совершения актов ядерного терроризма, на каждой АЭС разрабатывается план взаимодействия всех структур исполнительной власти и подразделений, задействованных в системе мероприятий по физической защите.

Проверка плана взаимодействия совершается путем проведения соответствующих совместных учений в срок, согласованный со всеми органами исполнительной власти и юридическими лицами, задействованными в данном плане.

9.11.14 Ответственность за обеспечение физической защиты АЭС несёт эксплуатирующая организация.

10 СПЕЦИАЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

10.1 Ядерное топливо. Транспортно-технологические операции

10.1.1 При эксплуатации АЭС должны обеспечиваться:

- физическая защита по сохранности ЯТ;
- ядерная и радиационная безопасность на всех этапах (стадиях) обращения с ЯТ и его использования (транспортировка, хранение, загрузка, использование в рабочем цикле, перегрузка, хранение использованного и отправка на хранение и переработку за пределы АЭС отработавшего);

- 100 % учет ЯТ и его движения (перемещения) в пределах АЭС;
- необходимый запас свежего ЯТ для бесперебойной работы РУ;
- приемка свежего ЯТ от поставщиков и его хранение на АЭС;
- хранение на АЭС и отправка на переработку отработавшего ЯТ;
- своевременная доставка и подача ЯТ на перегрузку ЯР.

10.1.2 Приказом Первого руководителя АЭС должны быть назначены лица, ответственные за получение, учет, хранение и перемещения в пределах АЭС свежего и отработавшего ЯТ.

10.1.3 Транспортировка тепловыделяющих сборок (ТВС) свежего или отработавшего ЯТ в пределах территории АЭС или вне её должна выполняться только с использованием специально оборудованных для перевозки ЯТ транспортных средств, контейнеров и других приспособлений в соответствии с НП 306.4.06.050 “Правилами ядерной и радиационной безопасности при транспортировке радиоактивных материалов”, ПНАЭ Г-14-029 “Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах атомной энергетики”.

Транспортно-технологическое оборудование должно размещаться в штатных местах хранения.

10.1.4 При заключении договора на поставку ЯТ в нём должны быть приведены конкретные данные о типе (модификации), обогащении и количестве ТВС подлежащего к поставке ЯТ. ТВС свежего ЯТ должны поступать от Поставщика только в специальных опломбированных упаковках (контейнерах) в сопровождении представителя Поставщика при наличии соответствующей сопроводительной документации.

10.1.5 Приёмка свежего ЯТ на АЭС должна производиться в обязательном присутствии представителя Поставщика с проведением входного контроля поступивших ТВС по программе с составлением акта (выдача ТВС для загрузки в активную зону без проведения входного контроля запрещается), при этом должны проверяться:

- комплектность сопроводительной документации;
- состояние контейнеров на предмет внешних повреждений;
- наличие и целостность технических средств обнаружения несанкционированного доступа к ТВС (пломб, специальных пломбирующих болтов и др.);
- масса брутто каждого контейнера с ТВС (взвешиванием);
- соответствие фактического количества ТВС указанному в сопроводительной документации (путём вскрытия контейнеров, пересчёта ТВС, последующего закрытия и пломбирования контейнеров).

При выявлении (обнаружении) несоответствий должны быть приняты меры по их устранению или урегулированию.

10.1.6 Контроль и учет на АЭС ядерных материалов должны осуществляться в соответствии с НП 306.4.07.016 “Правила ведения учета и контроля ядерных материалов на установке”, а также других НД, действующих в атомной энергетике.

10.1.7 Тепловыделяющие сборки свежего и отработавшего ЯТ должны храниться в специальных помещениях (складах) или в специально отведенных для этой цели местах (контейнерах-хранилищах, бассейнах выдержки, специальных шахтах и др.) в соответствии с требованиями ДНАОП 0.04-1.01 “Правила ядерной безопасности атомных

электростанций”, ДНАОП 0.01-1.01 “Правила пожарной безопасности в Украине” и местных инструкцией.

10.1.8 При хранении ТВС проектными решениями и мероприятиями должны быть обеспечены:

а) подкритичность не менее 0,05 при нормальном проектном хранении (обращении с ТВС) и даже при аварийном заполнении помещения хранения водой;

б) невозможность попадания посторонних предметов в ТВС, механических повреждений и загрязнений ТВС;

в) исключение опрокидывания или падения ТВС;

г) исключение вредного воздействия окружающей среды (влага, газ и т. п.).

10.1.9 Запрещается работа с открытым огнем (резка, сварка и т. д.) на расстоянии ближе, чем 3 м от изделий с ЯТ.

10.1.10 Гнезда для установки ТВС должны осматриваться, калиброваться и, при необходимости, очищаться перед установкой каждой следующей ТВС. Чистота поверхностей гнезд должна проверяться в соответствии с местной инструкцией.

Помещения хранения ТВС должны проверяться на радиоактивную загрязненность в соответствии с ДНАОП 0.03-1.76 “Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций”.

10.1.11 Все транспортно-технологические операции с ЯТ должны выполняться по специальным инструкциям или программам, утвержденным техническим руководителем АЭС, с соблюдением правил ядерной и радиационной безопасности, а также требований по охране труда.

10.1.12 Отработавшие ТВС должны выдерживаться в бассейнах выдержки (БВ) или шахтах под слоем воды.

Установка отработавших ТВС в контейнеры для хранения или транспортировки разрешается при условии не превышения остаточным энерговыделением проектных значений.

10.1.13 При нахождении отработавших ТВС в БВ (шахта) должны быть обеспечены:

а) подкритичность не менее 0,05 при всех возможных аварийных ситуациях;

б) исключение возможности попадания посторонних предметов в ТВС;

в) теплоотвод, исключая возможность перегрева отработавших ТВС;

г) защита персонала от радиоактивности (газовой, аэрозольной и гамма-излучения);

д) периодическая очистка воды БВ (шахт);

е) исключение возможности случайного снижения уровня в БВ (шахта),

10.1.14 Тепловыделяющие сборки, достигшие критерия отказа и имеющие “прямой контакт теплоносителя с топливом” должны храниться в гермопещалах.

10.1.15 Грузоподъемные механизмы, используемые при транспортно-технологических операциях, должны эксплуатироваться в соответствии с местными инструкциями, отвечающими требованиям правил Госназдорхрантруда Украины.

Перед производством транспортно-технологических операций с ЯТ штатные приспособления и механизмы должны пройти контрольный осмотр.

10.1.16 Электродвигатели механизмов транспортно-технологического оборудования и механизмов системы охлаждения при транспортировке отработавших ТВС должны иметь надежное питание с резервом.

10.1.17 Перемещение грузов над ЯР и БВ должно осуществляться только в соответствии с транспортно-технологической схемой, утвержденной техническим руководителем АЭС.

10.1.18 Бассейны выдержки (шахты) и бассейны перегрузки должны заполняться водой, качество которой должно удовлетворять требованиям технологических регламентов по эксплуатации энергоблоков АЭС с учетом требований ядерной безопасности.

Перед началом перегрузки отработавших ТВС должен быть создан необходимый, согласно проекту, запас воды требуемого качества.

10.1.19 Подкритичность ЯР при перегрузке должны обеспечиваться соответствующим положением органов регулирования, а также соответствующим порядком извлечения и загрузки ТВС и сборок системы управления и защиты (СУЗ).

10.1.20 В процессе перегрузки ЯР должны контролироваться плотность нейтронного потока, скорость её изменения и уровень гамма-излучения. Операции по перегрузке должны немедленно прекращаться, если значения этих величин превышают допустимые, и персонал должен действовать в соответствии с требованиями технологических регламентов по эксплуатации энергоблоков АЭС.

10.1.21 Порядок выгрузки и количество выгружаемых ТВС и сборок СУЗ, количество ТВС, подлежащих перестановке, а также количество загружаемых ТВС свежего ЯТ должны определяться утверждённой техническим руководителем АЭС программой, графиками и картограммами, разработанными по результатам прошедшей кампании, соответствующими нейтронно-физическими и теплофизическими расчетами и анализом герметичности оболочек ТВЭЛ.

Запрещается устанавливать ТВС в те места ЯР, которые не предусмотрены для неё программой и картограммой перегрузки.

10.1.22 Каждая отдельная транспортно-технологическая операция, связанная с перемещением ТВС свежего или отработавшего ЯТ, а также предметов, являющихся источниками высоких и средних радиоактивных излучений и загрязнений, должна регистрироваться в соответствии с принятым на АЭС порядком с указанием их места нахождения (согласно проекту) и принятых мер безопасности.

При извлечении ТВС из активной зоны ЯР должны применяться меры по предотвращению попадания радиоактивного теплоносителя (струй и капель) на смежное оборудование и поверхности помещений.

10.1.23 Технология дренирования теплоносителя из контуров РУ и корпуса ЯР должна обеспечивать соблюдение требований ядерной и радиационной безопасности и исключать недопустимый разогрев топливных элементов из-за остаточного тепловыделения.

10.2 Реакторная установка

10.2.1 При эксплуатации РУ должны обеспечиваться:

- а) надежная и безопасная работа всего оборудования;
- б) оптимальное использование топлива;
- в) сохранность и работоспособность ТВС в регламентированных пределах и условиях безопасной эксплуатации.

10.2.2 Реакторная установка должна эксплуатироваться в соответствии с инструкцией по её эксплуатации, а также инструкциями по эксплуатации систем и оборудования РУ, разработанным и утвержденным администрацией АЭС (в соответствии с НП 306.1.02/1-034 “Загальні положення забезпечення безпеки атомних станцій”) на основании технологического регламента, документации разработчиков оборудования и проектных организаций, которая откорректирована по результатам ввода энергоблока АЭС в эксплуатацию.

10.2.3 Запрещается производство любых реконструкций ЯР, изменение проектных характеристик активной зоны, проведение не предусмотренных проектом ремонтных работ, использование методов дезактивации и проведение других не предусмотренных проектом мероприятий, влияющих на эксплуатационную надежность и безопасность ЯР, а также внесение изменений в установленный комплекс мероприятий по обеспечению условий безопасности без согласования с органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины.

10.2.4 Любые экспериментальные измерения или испытания на РУ, не

предусмотренные технологическим регламентом, инструкциями по эксплуатации РУ, её систем и оборудования, должны проводиться по специальным разработанным АЭС программам, согласованным органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины и утвержденным эксплуатирующей организацией. В них должны быть отражены меры по обеспечению ядерной и радиационной безопасности, ожидаемые результаты и изменения режима работы энергоблока, меры по предотвращению аварийных ситуаций и способы ликвидации нарушений в случае их возникновения.

10.2.5 Основное оборудование РУ должно подвергаться обследованию и техническому освидетельствованию до пуска и периодически в процессе эксплуатации в соответствии с инструкциями, правилами органов государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины и настоящими Правилами.

В процессе эксплуатации должен осуществляться контроль за состоянием металлоконструкций и корпуса ЯР, состоянием оборудования контуров РУ, а также контроль за креплением опор всего оборудования в соответствии с местными инструкциями.

10.2.6 Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов РУ должно проводиться в сроки, установленные ПНАЭ Г-7-008 “Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок”. Значения пробного давления и температуры стенок оборудования и трубопроводов при гидравлических испытаниях должны соответствовать требованиям этих же Правил.

10.2.7 После гидравлических испытаний главного циркуляционного контура (ГЦК) колпак ЯР, если он предусмотрен проектом, должен быть установлен на штатное место.

10.2.8 Пуск РУ запрещается в случаях:

- а) неисправностей, нарушающих функциональное действие:
 - системы управления и защиты ЯР;
 - системы аварийного охлаждения активной зоны ЯР;
- б) отсутствия циркуляции теплоносителя по любому из контуров РУ;
- в) наличия радиоактивности теплоносителя, активности газоаэрозольных выбросов выше допустимых проектом значений;
- г) падения разрежения в герметичных помещениях ниже допустимого проектом значения;
- д) неисправности хотя бы одного предохранительного клапана на парогенераторе, компенсаторе давления;
- е) при отклонениях качества воды от норм водного режима;
- ж) отсутствия разрешения органов государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины на эксплуатацию РУ.

10.2.9 Перед пуском РУ после монтажа, ремонта, перегрузки ЯТ должны быть проверены: исправная работа всех источников энергоснабжения (включая системы надежного питания), правильность предупредительных и аварийных уставок, правильность работы защит и блокировок систем и оборудования РУ, работоспособность СИТ, сигнализации и клапанов спецвентиляции. Кроме того, после включения главных циркуляционных насосов (ГЦН) и осмотра оборудования начальник смены энергоблока должен проверить состояние герметичных помещений, отсутствие в них людей; проверить, закрыты ли ремонтные люки, проемы и т.д., закрыть и опечатать двери герметичных помещений.

10.2.10 Физический и энергетический пуски РУ вновь вводимого энергоблока должен осуществлять персонал АЭС под научным руководством специализированной организации, назначенной эксплуатирующей организацией, в соответствии с программой физического и энергетического пусков, согласованной органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины и утвержденной эксплуатирующей организацией.

Пуск РУ после перегрузки топлива, ремонта или реконструкции должен проводиться под руководством технического руководителя АЭС или его заместителя.

10.2.11 Вновь вводимая в эксплуатацию РУ должна после монтажа подвергаться водно-химической промывке в соответствии с утверждённой эксплуатирующей организацией программой предпусковых промывок.

Контуры РУ после промывки должны заполняться водой (теплоносителем), качество которой должно соответствовать требованиям настоящих Правил.

10.2.12 Все пусковые работы, связанные с активной зоной ЯР, начиная с загрузки ТВС, должны проводиться при включенной в работу аппаратуре контроля состояния активной зоны (датчики всех каналов контроля должны устанавливаться в зоне максимальной чувствительности), дозиметрической аппаратуре и при наличии средств индивидуального дозиметрического контроля у занятого в пусковых работах персонала.

10.2.13 Ядерный реактор должен загружаться ЯТ при непрерывном контроле плотности и скорости изменения плотности нейтронного потока, а также при включенных аварийных защитах по плотности и скорости изменения плотности нейтронного потока, если это предусмотрено проектом.

При использовании борного раствора необходимо вести контроль концентрации борной кислоты.

Расположение ионизационных камер и пускового источника нейтронов должно быть таким, чтобы в процессе ввода источника в реактор исключался прямой “прострел” на камеры.

10.2.14 При всех работах с активной зоной (загрузка или перегрузка ЯТ, залив замедлителя, выход в критическое состояние) в реакторном зале должны находиться только руководители и исполнители работ по соответствующей программе.

10.2.15 При пуске ЯР должен осуществляться непрерывный контроль:

а) нейтронной мощности (плотности нейтронного потока), измеряемой тремя независимыми каналами измерения плотности нейтронного потока;

б) скорости изменения (нарастания) плотности нейтронного потока или изменения реактивности, измеряемой тремя независимыми каналами;

в) наличия теплоносителя в корпусе ЯР (контролируемое по двум каналам);

г) температуры и давления теплоносителя;

д) концентрации бора в теплоносителе (если он используется);

е) изменения активности теплоносителя по осколкам деления.

По перечислениям а) и б) контроль должен осуществляться со звуковой и световой сигнализацией предельных значений отклонений измеряемых величин.

Пуск должен быть прекращен и ЯР должен быть немедленно остановлен, если показания СИТ не менее чем двух каналов достигли уставок аварийной защиты (АЗ) по плотности нейтронного потока или по скорости изменения (нарастания) плотности нейтронного потока, или если показания одного канала по перечислениям а) и г) указывают на аварийное нарастание или превышение мощности.

Ядерный реактор должен быть также остановлен при достижении предельной величины любым другим параметром, по которому согласно технологическому регламенту должна осуществляться защита.

10.2.16 Вывод ЯР в критическое состояние и работа его на любой заданной мощности, включая минимальный контролируемый уровень (МКУ), разрешаются при следующих условиях:

а) рабочие органы АЗ должны быть взведены перед пуском в рабочее положение;

б) системы аварийного охлаждения активной зоны должны быть готовы к работе;

в) системы локализации аварий должны быть готовы к работе.

Ядерный реактор должен выводиться в критическое состояние в соответствии с инструкциями по эксплуатации РУ.

Момент выхода ЯР в надкритическое состояние должен устанавливаться по

появлению устойчивого роста мощности на измерителях нейтронной мощности и постоянного или уменьшающегося периода на измерителях периода.

Для обеспечения выхода ЯР на необходимый уровень мощности должен устанавливаться период удвоения в соответствии с требованиями технологического регламента.

Если при пуске ЯР контролируемые параметры по измерителям нейтронной мощности или измерителям периода вышли за допустимые пределы, при которых срабатывает предупредительная сигнализация, должны быть немедленно приняты меры по восстановлению безопасного состояния ЯР органами регулирования.

При возникновении предаварийной ситуации все работы с активной зоной и эксперименты по физическому пуску РУ должны быть прекращены, а ЯР переведен в подкритическое состояние.

10.2.17 До начала физического пуска РУ должны быть испытаны в полном объеме, доведены до проектных требований и введены в работу все защитные системы и системы локализации аварий (все системы безопасности).

10.2.18 В процессе физического и энергетического пусков вновь вводимой РУ должны быть получены эксплуатационные данные о нейтронно-физических параметрах активной зоны в холодном и горячем состояниях, органах регулирования и защиты, проведены доводка и тарировка штатной контрольно-измерительной аппаратуры, механизмов регулирования и аварийной защиты ЯР.

Должны быть уточнены пусковые состояния различных поглотителей в активной зоне, дифференциальные и интегральные характеристики их эффективности, последовательность вывода поглотителей при выходе ЯР на мощность.

10.2.19 Вывод РУ на заданный уровень мощности должен осуществляться ступенями в соответствии с инструкцией по эксплуатации РУ и технологическим регламентом.

В первые 72 ч работы под нагрузкой оперативный персонал АЭС должен контролировать состояние РУ вдвое чаще, чем в процессе дальнейшей эксплуатации.

10.2.20 При эксплуатации РУ должен осуществляться контроль работы органов СУЗ и по показаниям соответствующих СИТ контроль герметичности ТВЭЛ.

10.2.21 Работа РУ на мощности запрещается и ЯР должен быть немедленно остановлен действием АЗ или оператором посредством нажатия кнопки АЗ-1 либо опускания вручную органов регулирования на нижние концевые выключатели в случаях:

а) достижения нейтронной мощности реактора аварийной уставки, предусмотренной проектом для данного режима работы блока по двум из трех каналов системы контроля плотности нейтронного потока;

б) уменьшения периода или увеличения скорости нарастания плотности нейтронного потока до аварийной уставки, предусмотренной проектом по двум из трех каналов контроля скорости изменения нейтронного потока;

в) достижения пределов согласно технологическому регламенту по радиационным параметрам;

г) отключения всех турбогенераторов энергоблока от энергосистемы с посадкой стопорных клапанов работающих турбин и недопустимого повышения давления в их конденсаторах;

д) полного исчезновения постоянного или переменного тока на щите СУЗ;

е) потери питания электрическим переменным током двух из трех комплектов приборов аварийной защиты ЯР;

ж) неисправностей в схеме управления органами регулирования, которые препятствуют автоматическому срабатыванию аварийной защиты ЯР;

и) полного отсутствия контроля любого из параметров по ГЦК (давление, температура, уровень в компенсаторе давления, перепад давления теплоносителя на активной зоне, перепад давления на всех ГЦН);

к) течи теплоносителя из ГЦК, если место течи не установлено и не может

контролироваться или если течь не компенсируется работой всех подпиточных насосов;

- л) при повышении перепада давления теплоносителя на активной зоне ЯР до предусмотренной проектом аварийной уставки;
- м) при уменьшении давления в ГЦК со снижением уровня в компенсаторе давления до предусмотренных проектом аварийных уставок;
- н) при разрыве паропроводов в боксе парогенераторов и ГЦН;
- п) при отключении более 50 % ГЦН;
- р) отключения всех питательных насосов;
- с) повышения давления в ЯР выше или снижения давления ниже разрешенного значения (установленной проектом уставки);
- т) пожаров на БЩУ или пожаров, угрожающих целостности основного оборудования РУ;
- т) оговоренных в инструкции по эксплуатации, но не вошедших в вышеприведенные перечисления.

10.2.22 Оператор должен остановить РУ в срок, определяемый техническим руководителем АЭС в случаях:

- а) неисправности в системе аварийного охлаждения активной зоны реактора;
- б) неисправности в системе спринклерной установки;
- в) неисправности в системе промежуточного контура ГЦН или СУЗ, препятствующей нормальному охлаждению теплообменников ГЦК или приводов СУЗ;
- г) неисправности в системах надежного питания I или II категории, препятствующей нормальной работе обратимых двигателей-генераторов или автоматическому запуску дизель-генераторов;
- д) повышения активности теплоносителя до предусмотренного проектом аварийного значения;
- е) повышения активности пара или конденсата турбины до предусмотренного проектом аварийного значения;
- ж) превышения нормы выброса радиоактивных газов и аэрозолей в вентиляционную трубу;
- к) течи из бака биологической защиты (кольцевого бака);
- л) повышения радиоактивности воздуха сверх предусмотренного проектом значения в обслуживаемых или полубслуживаемых помещениях;
- м) появления утечки теплоносителя по линии организованных протечек в объеме, превышающем производительность всех штатных подпиточных насосов.

Дополнительные случаи останова РУ:

- а) при течи из бака аварийного запаса раствора бора;
- б) при течи из гидроемкостей системы аварийного охлаждения активной зоны ЯР.

Другие случаи останова РУ определяются техническим руководителем АЭС и включаются в местные инструкции, исходя из конкретных особенностей РУ.

10.2.23 Рабочая мощность РУ должна быть снижена до предусмотренного инструкцией значения в случаях:

- а) отключения автоматического регулятора мощности реактора (АРМ);
- б) непредусмотренного опускания (ввода) одного или нескольких органов регулирования в активную зону реактора;
- в) следующих неисправностей в схеме управления органами регулирования:
 - непроектной последовательности движения групп кассет (стержней) СУЗ;
 - движения органов регулирования не со своей группой;
 - отсутствия контроля положения отдельных органов регулирования и групп кассет (стержней) СУЗ.

Если неисправность возникла в процессе увеличения мощности, дальнейший ее подъем должен быть прекращен;

- г) превышения допустимой по проекту температуры теплоносителя на выходе из

рабочих каналов (кассет).

Снижение мощности РУ в других аварийных ситуациях определяется действующей местной инструкцией, исходя из конкретных особенностей РУ.

10.2.24 Разогрев РУ, выход на мощность после перегрузки ЯТ, после капитального или среднего ремонта, а также после простоя в резерве более трёх суток должны осуществляться только после определения подкритического состояния активной зоны и запаса реактивности.

Оперативный персонал должен иметь графики (таблицы) изменения реактивности с момента сброса исполнительных органов СУЗ на любой момент кампании.

Экспериментальная проверка указанных графиков должна проводиться не реже, чем один раз в год.

После перегрузки ЯТ должны быть проведены испытания по подтверждению основных проектных и расчётных нейтронно-физических характеристик активной зоны в объёме требований технологического регламента.

10.2.25 Режим расхолаживания РУ (снижение давления, слив теплоносителя и др.) должен вестись так, чтобы не повредить ТВС и оборудование (корпус ЯР, органы регулирования, ГЦН и пр.). Скорость расхолаживания не должна превышать 30 °С/ч.

10.2.26 При расхолаживании РУ должен осуществляться контроль параметров в соответствии с технологическим регламентом и инструкцией по эксплуатации РУ, в том числе:

- а) нейтронной мощности ЯР, его реактивности или периода изменения мощности;
- б) уровня теплоносителя в компенсаторе давления;
- в) давления и температуры теплоносителя;
- г) скорости изменения температуры теплоносителя;
- д) температуры металлоконструкций;
- е) радиационной обстановки в герметичных помещениях;
- ж) газовых и аэрозольных выбросов в вентиляционную трубу;
- к) концентрации борной кислоты в теплоносителе.

10.2.27 Азот и воздух, подаваемые в ГЦК для вытеснения теплоносителя, должны быть проверены на отсутствие в них масла. Попадание масла в этот контур не должно допускаться.

10.2.28 Перед разуплотнением ГЦК необходимо убедиться в отсутствии в нем избыточного давления.

10.2.29 Надзор дежурного персонала за остановленной РУ должен осуществляться постоянно в течение всего периода останова независимо от состояния ЯР (расположен, вскрыт и т. д.).

10.2.30 Перед вскрытием ЯР начальник смены АЭС обязан лично убедиться в расцеплении органов СУЗ и сделать об этом запись в оперативном журнале.

Запрещается снятие крышки ЯР при нерасцепленных органах СУЗ.

10.2.31 Перед пуском РУ после ее останова более чем на трое суток или ремонта должны быть тщательно проверены защиты и блокировки ГЦН. Пуск и работа ГЦН при неисправных блокировках в их системе защиты запрещаются, а пуск и работа ГЦН при неисправных блокировках в системах обеспечения их работоспособности (промежуточный контур, система технической воды и др.) допускаются только с разрешения технического руководителя АЭС с обязательной регистрацией в журнале распоряжений.

10.2.32 В инструкции по обслуживанию ГЦН должен быть приведен перечень случаев, когда оператор должен немедленно остановить ГЦН. При останове ГЦН мощность реактора должна быть снижена в соответствии с разрешенными пределами и условиями безопасной эксплуатации.

10.2.33 Работы с фланцевыми разъемами на оборудовании ГЦК должны проводиться по инструкции с использованием только специально предназначенного для этих целей

инструмента.

На АЭС должны быть в наличии заглушки для закрытия отверстий люков, патрубков, чтобы исключить попадание посторонних предметов при ремонтах и осмотрах, а также гайковерты для всех видов разъемов по ГЦК, приспособления для дистанционного обслуживания и ремонта, детали крепления тепловой изоляции.

10.2.34 В инструкции по эксплуатации РУ (или инструкции по эксплуатации парогенераторов) должны быть для парогенераторов определены:

- предельные значения уровня воды и его отклонения;
- порядок установления и поддержания уровня при заполнении, разогреве и работе;
- допустимые скорости разогрева и расхолаживания;
- температура питательной воды;
- случаи аварийного отключения, в том числе при появлении повышенной активности во втором контуре, порядок сброса при этом продувочной воды из парогенератора;
- температура котловой воды, при которой разрешается опорожнение парогенератора;
- периодичность осмотров, а также условия, при которых необходимы промывки и очистки теплообменных поверхностей;
- порядок проведения промывки и консервации;
- другие указания, обусловленные конструкцией парогенератора.

10.2.35 При появлении радиоактивности в продувочной воде парогенератора за ним должен быть установлен дополнительный контроль. При превышении предельно допустимой радиоактивности в продувочной воде или ее резком возрастании парогенератор должен быть отключен, при наличии отключающей арматуры по проекту, а при её отсутствии энергоблок должен быть остановлен.

10.2.36 При заполнении парогенераторов водой со стороны второго контура с целью проведения их гидравлических испытаний отключаемая часть петли должна быть сообщена с атмосферой или сдренирована, если иные решения не предусмотрены технологическим регламентом или проектно- конструкторской документацией.

10.2.37 При эксплуатации РУ должен вестись температурный контроль толстостенных элементов оборудования ГЦК охлаждения ЯР, контроль за плотностью разъемов и появлением течи в оборудовании и трубопроводах.

10.2.38 При эксплуатации компенсаторов давления в них должно поддерживаться номинальное значение уровня теплоносителя. Запрещается эксплуатация компенсаторов давления при уровне теплоносителя, выходящем за пределы установленных максимального или минимального значений.

Запрещаются опробование и включение электрических нагревателей компенсатора давления, если он не наполнен теплоносителем до номинального уровня.

10.2.39 Запрещаются работы на емкостях выдержки азота, барботерах и других устройствах, предназначенных для приема сбросов от предохранительных клапанов ГЦК, если контур находится под давлением.

10.2.40 При закрытии главных запорных задвижек (ГЗЗ), если таковые имеются в ГЦК, запрещается использовать приспособления, которые увеличивают значение момента затяга по сравнению с указанным заводом-изготовителем.

Затворы ГЗЗ должны находиться в крайнем положении (открыты или закрыты). При неисправности любой ГЗЗ возможность дальнейшей эксплуатации энергоблока определяется техническим руководителем АЭС.

На ГЗЗ и другой арматуре первого контура должны контролироваться протечки через сальниковые уплотнения.

Подтяжка или замена сальникового уплотнения запрещается при наличии давления теплоносителя в контуре.

10.2.41 После проведения дезактивационных работ в боксах или устранения течи

теплоносителя, а также после срабатывания спринклерной установки должно быть измерено сопротивление изоляции всех попавших в зону распространения влаги электродвигателей, кабелей, СИТ, нагревателей компенсаторов давления, а также другого электротехнического оборудования и устройств.

10.2.42 Запрещается разгерметизация герметичных помещений, доступ в которые во время работы ЯР не предусмотрен проектом.

Перед загрузкой ЯТ в ЯР и затем периодически, но не реже, чем один раз в год, должна контролироваться плотность герметичных помещений, штоковых проходов, уплотнений кабелей и трубопроводов, клапанов системы вентиляции, люков, шлюзов и других проходов через стены герметичных помещений для подтверждения соответствия фактической герметичности проектной.

10.2.43 Во время останова РУ для ремонта или перегрузки ЯТ по соответствующей программе должны проводиться испытания действия важных для безопасности систем (систем аварийного охлаждения активной зоны реактора и аварийной подпитки, а также спринклерной системы) на соответствие проектным характеристикам.

10.2.44 Периодическая проверка работы предохранительных клапанов компенсатора давления и парогенераторов должна проводиться в соответствии с требованиями технологического регламента и органов государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины и Госнадзорохрантруда.

10.2.45 При эксплуатации ЯР с борной системой регулирования должен постоянно поддерживаться необходимый аварийный запас раствора борной кислоты. Емкости системы должны находиться в состоянии готовности для приема теплоносителя с бором из первого контура.

Не менее двух насосов подачи раствора бора в каждой группе при эксплуатации реактора должны быть исправными и в состоянии готовности к работе; должны действовать все блокировки системы аварийного охлаждения активной зоны ЯР и спринклерной системы.

10.3 Энергоблоки АЭС

10.3.1 Энергоблоки АЭС должны работать в базовом режиме*. При этом допускается изменение мощности:

- со скоростью до 0,22 МВт/с в диапазоне 90-100 % от N ном. - для энергоблоков с РУ ВВЭР-440;

- не более, чем на ± 2 % от N ном. - для энергоблоков с РУ ВВЭР-1000.

10.3.2 При эксплуатации энергоблока должны обеспечиваться:

- а) надежная и безопасная работа всего оборудования;
- б) выполнение графика нагрузки;
- б) оптимальное использование топлива.

10.3.3 До начала проведения пусконаладочных работ на энергоблоке администрации АЭС должна иметь утверждённый и согласованный органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока, разработку которого эксплуатирующая организация должна выполнить с привлечением предприятий и организаций, принимавших участие в проектировании энергоблока, а также в конструировании и изготовлении оборудования для него. В технологическом регламенте должны содержаться требования и основные приёмы безопасной эксплуатации энергоблока, а также пределы и условия безопасной эксплуатации РУ.

10.3.4 Эксплуатация энергоблока должна быть организована в соответствии с инструкцией по его эксплуатации, инструкциями по эксплуатации основного оборудования (РУ, турбины, турбогенератора), инструкциями по эксплуатации систем и другого оборудования энергоблока, разработанным и утвержденным администрацией АЭС на основании технологического регламента, документации разработчиков

оборудования и проектных организаций, инструкций и технических условий на поставку оборудования заводов-изготовителей, откорректированных по результатам ввода энергоблока в эксплуатацию.

Инструкция по эксплуатации энергоблока должна содержать:

- пооперационные указания по ведению режимов;
- графики-задания изменения основных показателей режимов пусков и остановов (параметров пара, нагрузки РУ перед пуском (толчком) и перед остановом турбины, частоты

* Базовый режим работы энергоблоков обусловлен (предопределён) на ближайшую перспективу, в основном тем, что применяемое для ТВС в настоящее время ЯТ не обладает маневренными характеристиками (величина, количество и скорость термоциклического нагружения/разгружения строго лимитированы).

вращения турбины, величине и скорости нагружения энергоблока, ступенях выдержки на мощности и др.) с указанием продолжительности проведения основных операций;

- указания о порядке включения (отключения) технологических защит и автоматических регуляторов;
- критерии надежности оборудования;
- объем контроля теплового и механического состояния оборудования для обеспечения надежности режимов;
- данные о минимальном составе используемых при пуске автоматических регуляторов;
- указания об исключении открытия арматуры пусковых схем, не предназначенной для использования в условиях нормальной эксплуатации.

Технология и графики-задания пуска энергоблока должны быть выбраны с учетом исходного теплового состояния турбины.

10.3.5 При приемке в эксплуатацию энергоблока должны быть получены от проектной (научной) организации:

- теплофизический регламент, содержащий основные теплофизические, гидродинамические и ядерно-физические характеристики ЯР;
- картограмму первой рабочей загрузки активной зоны;
- характеристики пусковых состояний органов СУЗ;
- дифференциальные и интегральные характеристики эффективности СУЗ.

10.3.6 При эксплуатации энергоблока должны обеспечиваться требования согласно 8.4 и 10.2 применительно к конкретному составу оборудования энергоблока.

10.3.7 Пуск энергоблока запрещается в случаях:

- а) наличия условий согласно 10.2.10;
- б) наличия условий согласно 8.4.24;
- в) неисправности любой из технологических защит, действующих на останов оборудования энергоблока;
- г) неисправности устройств дистанционного управления оперативными регулирующими органами, а также арматурой, используемой при ликвидации аварийных ситуаций;
- д) неготовности к включению БОУ;
- е) неготовности противопожарных средств;
- ж) повреждения опор и пружинных подвесок трубопроводов свежего пара, питательной воды и двухфазной среды.

10.3.8 Трубопроводы свежего пара вновь вводимого в эксплуатацию энергоблока после монтажа должны быть очищены от механических загрязнений до загрузки активной зоны ЯТ путём проведения их продувки от парогенераторов до стопорно-регулирующих клапанов по утверждённой эксплуатирующей организацией АЭС программе.

10.3.9 Руководство пуском энергоблока должно осуществляться в соответствии с инструкцией по его эксплуатации и требований согласно 10.2.12.

10.3.10 Работа энергоблока на мощности запрещается (РУ должна быть остановлена, турбина и турбогенератор отключены) в случаях наличия условий согласно 10.2.24.

10.3.11 При эксплуатации энергоблока все резервные агрегаты и системы должны находиться в состоянии готовности к работе и, если это предусмотрено проектом, - к автоматическому включению. Порядок и условия вывода оборудования и систем из резерва должны определяться местными инструкциями.

10.3.12 Переход с работающего на резервное оборудование должен осуществляться периодически по графикам, утвержденным техническим руководителем АЭС. Перед переходом с работающего на резервное оборудование, как правило, должны проверяться все защиты и блокировки резервного оборудования.

Проверки защит и блокировок оборудования, которые не могут быть проведены при работающем энергоблоке, должны предусматриваться графиками в периоды останова энергоблока. Как правило, проверка защит и блокировок должна осуществляться выдачей импульса на их срабатывание с полной работой всей цепи, в том числе включения оборудования, открытия арматуры и т.д.

10.3.13 Для реализации в эксплуатации возможности противоаварийного управления мощностью турбины или режимов перевода энергоблока на нагрузку собственных нужд под воздействием противоаварийной автоматики, а также при отключении турбогенератора от сети из-за внешних повреждений соответствующие системы автоматического управления и оборудование должны быть в исправном состоянии.

10.3.14 Технология останова энергоблока в ремонт должна выбираться в зависимости от характера и целей ремонта.

10.3.15 Вспомогательное оборудование и механизмы энергоблока, связанные с обеспечением работоспособности энергоблока во время простаивания, должны периодически или постоянно находиться в работе.

Перечень оборудования и механизмов, периодичность включения их в работу и длительность работы должны соответствовать графику, утвержденному техническим руководителем АЭС.

10.3.16 Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов энергоблока должно проводиться в сроки, установленные ПНАЭ Г-7-008 "Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок". Значения пробного давления и температуры стенок оборудования и трубопроводов при гидравлических испытаниях должны соответствовать требованиям этих же Правил.

10.3.17 Капитальный ремонт основного оборудования энергоблока должен проводиться один раз в 4 года.

10.4 Ядерная безопасность

10.4.1 Устройство и эксплуатация оборудования РУ должны соответствовать требованиям ДНАОП 0.04-1.01 "Правила ядерной безопасности атомных электростанций".

10.4.2 Персональную ответственность за обеспечение ядерной безопасности несет первый руководитель АЭС, а за организацию работ по обеспечению ядерной безопасности технологического оборудования энергоблоков и подготовку эксплуатационного персонала - технический руководитель АЭС.

Должностные лица, инженерно-технический и оперативный персонал АЭС несут ответственность за ядерную безопасность в пределах, установленных должностными инструкциями.

10.4.3 Основопологающим документом, определяющим безопасную эксплуатацию РУ и энергоблока АЭС в целом, является технологический регламент, в котором

содержатся требования и основные приёмы безопасной эксплуатации энергоблока АЭС, общий порядок выполнения операций, связанных с безопасностью АЭС, а также пределы и условия безопасной эксплуатации.

10.4.4 Любые технические и организационные решения, принимаемые в процессе эксплуатации для повышения безопасности энергоблоков АЭС помимо предусмотренных проектом, должны основываться на консервативном принципе, заключающимся в том, что они должны быть апробированы опытом эксплуатации прототипов, положительными результатами испытаний или исследований и соответствовать нормам и правилам, принятым для атомной энергетики.

10.4.5 Все ядерные реакторы АЭС должны иметь паспорта, зарегистрированные в органах государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины.

Состояние ядерной безопасности АЭС должно проверяться в соответствии с установленными правилами не реже одного раза в год.

10.4.6 Все случаи нарушения ядерной безопасности должны быть тщательно расследованы в соответствии с НД 306.205 “Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций” и должны быть приняты меры, направленные на предотвращение повторения подобных случаев.

10.4.7 При эксплуатации АЭС системы управления и защиты ЯР должны обеспечивать:

а) пуск и останов ЯР с переводом активной зоны в подкритическое состояние без нарушения пределов безопасной эксплуатации;

б) автоматическое поддержание заданного уровня мощности (интенсивности цепной реакции);

в) контроль нейтронного потока во всём диапазоне изменения его плотности в активной зоне (от $10E-7$ до 120 % номинального уровня), осуществляемый как минимум тремя независимыми между собой каналами измерения с показывающими приборами (по крайней мере, два из трёх каналов контроля уровня плотности нейтронного потока должны быть оснащены записывающими устройствами);

г) аварийную защиту основного оборудования РУ в соответствии с проектом;

д) измерение нейтронной мощности (нейтронного потока) на любом уровне мощности тремя независимыми каналами с показывающими (самопишущими) приборами;

е) контроль за изменением реактивности;

ж) аварийную защиту ЯР на всех уровнях мощности независимо от наличия и состояния источников энергоснабжения;

и) надежное поддерживание ЯР в подкритическом состоянии;

к) перекрытие не менее чем на один порядок изменений измеряемой величины при последовательном переходе с одной группы измерительных каналов на другую.

При наличии на РУ нескольких родов аварийной защиты за аварийную защиту первого рода принимается самая быстродействующая защита, обеспечивающая автоматический останов ЯР при возникновении аварии.

10.4.8 Электрическая схема управления движением органов СУЗ должна обеспечивать автоматический ввод поглотителей в ЯР после срабатывания АЗ в соответствии с заданной программой и исключать возможность извлечения органов компенсации или регулирования при неизвлеченных органах АЗ.

10.4.9 Должна быть обеспечена скорость введения положительной реактивности исполнительными органами СУЗ не более $0,07 \beta_{эф}/с$. Если исполнительные органы имеют эффективность более $0,7 \beta_{эф}$, то введение положительной реактивности должно быть шаговым с весом шага не более $0,3 \beta_{эф}$.

10.4.10 При пуске ЯР и в любой момент кампании его подкритичность после взвода рабочих органов АЗ в рабочее положение с введенными остальными органами СУЗ должна быть не менее 0,01 в состоянии активной зоны с максимальным эффективным

коэффициентом размножения.

10.4.11 Количество, расположение, эффективность и скорость введения исполнительных органов АЗ должны обеспечивать при любых аварийных ситуациях, включая выход из строя одного наиболее эффективного органа:

а) скорость снижения мощности ЯР, достаточную для предотвращения повреждения оболочек ТВЭЛ;

б) приведение ЯР в подкритическое состояние и поддержание его в этом состоянии с учетом возможного увеличения реактивности в течение времени, достаточного для введения жидкого поглотителя;

в) предотвращение образования локальных критических масс.

10.4.12 Вывод ЯР в критическое состояние и на мощность разрешается при выполнении следующих условий:

– исполнительные органы АЗ должны находиться во взведенном состоянии;
– должен осуществляться контроль нейтронной мощности (нейтронного потока) и периода разгона ЯР;

– аварийная защита ЯР должна соответствовать требованиям 10.4.7 и 10.4.11;
– в систему управления и защиты должны быть включены все исполнительные органы СУЗ;

– система аварийного электроснабжения должна быть исправной и находиться в состоянии готовности к работе, должен иметься установленный инструкцией запас дизельного топлива для дизель-генераторов;

– система аварийного ввода жидкого поглотителя должна быть исправной и находиться в состоянии готовности к действию, должны быть созданы установленный запас и концентрация жидкого поглотителя;

– система сигнализации и блокировок ЯР должна быть опробована и находиться в рабочем состоянии;

– должны быть исправными и находиться в состоянии готовности к действию системы аварийного расхолаживания и системы локализации аварий.

10.4.13 Операции по достижению критического состояния должны выполняться только по командам начальника смены АЭС или энергоблока.

10.4.14 Контроль за остановленной РУ, если ЯТ находится в активной зоне ЯР, должен осуществляться постоянно, в течение всего простоя, в том числе при загрузке и перегрузке ЯТ.

Обязательному контролю подлежат:

– нейтронная мощность (нейтронный поток);
– скорость нарастания нейтронного потока (или реактивность);
– концентрация жидкого поглотителя в теплоносителе (если предусмотрена проектом жидкостная система регулирования).

10.4.15 При возникновении аварийной ситуации, не предусмотренной инструкцией и угрожающей нарушением ядерной безопасности, ЯР должен быть переведен в подкритическое состояние вводом всех поглотителей СУЗ, включая ввод жидкого поглотителя (если последний предусмотрен проектом).

Оператор реактора обязан самостоятельно остановить реактор, если он находит, что дальнейшая работа грозит безопасности АЭС.

10.4.16 Все работы со свежим или отработавшим ЯТ должны проводиться с соблюдением правил ядерной безопасности по утвержденному плану и инструкциям.

Порядок проведения перегрузки ЯТ должен определяться программой, рабочим графиком, картограммами перегрузки, составленными с учетом требования обеспечения ядерной безопасности.

10.4.17 Перегрузка ЯТ должна проводиться при введенных в работу рабочих органах АЗ. При этом подкритичность должна быть не менее 0,01 в состоянии активной зоны с максимальным эффективным коэффициентом размножения.

В ядерных реакторах, в которых перегрузка ЯТ осуществляется с расщеплением рабочих органов СУЗ, перегрузка ЯТ должна проводиться при введенных в активную зону рабочих органах СУЗ. При этом минимальная подкритичность ЯР в процессе перегрузки с учетом возможных ошибок должна составлять не менее 0,02.

10.4.18 Ядерно-опасные работы должны проводиться, как правило, на остановленной РУ с подкритичностью ЯР не менее 0,02 для состояния активной зоны с максимальным эффективным коэффициентом размножения. Перечень ядерно-опасных работ должен содержаться в технологическом регламенте.

Непредусмотренные технологическим регламентом ядерно-опасные работы должны проводиться по специальным, утвержденным эксплуатирующей организацией и согласованным органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины техническим решениям или программам.

Техническое решение или программа должны содержать:

- цель проведения ядерно-опасных работ и ожидаемый результат;
- технологию ведения ядерно-опасных работ;
- технические и организационные меры по обеспечению ядерной безопасности;
- критерии правильности завершения ядерно-опасных работ;
- указание о назначении лица, ответственного за проведение ядерно-опасных работ.

10.4.19 В инструкциях по эксплуатации систем и оборудования АЭС, регламентирующих эксплуатацию РУ и процедуры (операции) с ЯТ, должны быть отражены требования по обеспечению ядерной безопасности.

10.4.20 Действия персонала АЭС в случае возникновения проектных (рассмотренных в проекте) аварий, включая и ядерную, должны определяться “Инструкцией по предупреждению и ликвидации аварий на АЭС”, разрабатываемой на основе ТООБ РУ и ТООБ АС администрацией АЭС, утверждённой эксплуатирующей организацией и согласованной органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности Украины.

В инструкции должны быть приведены (рассмотрены) проектные аварии, действия персонала по предупреждению и ликвидации собственно аварий и меры по ликвидации последствий в случае возникновения проектной ядерной аварии.

10.4.21 Персонал АЭС должен быть подготовлен к управлению проектными и запроектными авариями. Для этой цели эксплуатирующая организация и администрация АЭС должны разработать программы и графики противоаварийных тренировок и организовать в соответствии с ними обучение и противоаварийные тренировки персонала.

Задачей управления проектными и запроектными авариями должно быть:

- недопущение переростания аварийной ситуации в проектную аварию;
- предотвращение переростания проектной аварии в запроектную;
- возврат энергоблока, в случае возникновения запроектной аварии, в контролируемое состояние, при котором прекращается цепная реакция деления, обеспечивается постоянное охлаждение ЯТ (активной зоны) и удержание радиоактивных веществ в установленных границах и количестве.

10.5 Радиационная безопасность

10.5.1 Радиационная безопасность – соблюдение допустимых пределов радиационного воздействия на персонал, население и окружающую природную среду, которые установлены нормами, правилами и стандартами по безопасности.

10.5.2 При проектировании, эксплуатации, снятии АЭС (энергоблока АЭС) с эксплуатации обязательно выполнение требований НД:

- НРБУ “Норми радіаційної безпеки України”;
- ДНАОП 0.03-1.73 “Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций”;
- ДНАОП 0.03-1.72 “Основные санитарные правила работы с радиоактивными

веществами и другими источниками ионизирующих излучений”;

– ДНАОП 0.03-1.76 “Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций”.

10.5.3 Персональную ответственность за обеспечение радиационной безопасности несет первый руководитель АЭС, а за организацию работ по обеспечению радиационной безопасности технологического оборудования энергоблоков и подготовку эксплуатационного персонала - технический руководитель АЭС.

Должностные лица, инженерно-технический и оперативный персонал АЭС несут ответственность за радиационную безопасность в пределах, установленных должностными инструкциями.

10.5.4 Администрация АЭС на основе отчёта об анализе безопасности должна разработать Регламент радиационного контроля на АЭС, который согласовывается с Министерством охраны здоровья Украины и утверждается эксплуатирующей организацией. В нём должны содержаться правила, критерии, условия, методы и средства радиационного контроля.

10.5.5 На АЭС должен быть обеспечен:

- радиационно-технологический контроль;
- радиационно-дозиметрический контроль помещений;
- индивидуально-дозиметрический контроль;
- радиационный контроль состояния объектов окружающей среды;
- дозиметрический контроль санитарных барьеров.

10.5.6 Выполнение радиационного контроля на АЭС, в санитарно-защитной зоне и зоне наблюдения возлагается на отдел (службу) радиационной безопасности.

Надзор за соблюдением правил, норм, стандартов по радиационной безопасности всеми работающими на АЭС лицами, в том числе и прикомандированными, возлагается на ведомственную инспекцию по радиационной безопасности на АЭС и (или) отдел (службу) радиационной безопасности.

10.5.7 Радиационная защита должна осуществляться исходя из принципа, что величина индивидуальных доз облучения, количество облучаемых лиц и вероятность облучения от любого вида ионизирующего излучения должны быть самыми низкими из тех, которые можно практически достичь с учётом экономических факторов.

10.5.8 В инструкции по радиационной безопасности АЭС должны быть отражены требования основных принципов радиационной безопасности, направленных на:

- исключение любого необоснованного облучения;
- недопущение превышения установленных дозовых пределов;
- максимально-возможное снижение дозы облучения;
- минимизацию попадания радиоактивных веществ в окружающую среду.

10.5.9 Показателями состояния радиационной безопасности АЭС являются:

- уровень облучаемости персонала и прикомандированных лиц;
- количество нарушений в работе АЭС с радиационными последствиями;
- величина и активность газоаэрозольных выбросов;
- величина и активность сбросов дебалансных и других вод.

10.5.10 Руководители сторонних организаций, командирующие персонал для работы в зоне строгого режима АЭС, должны выдавать ему индивидуальные справки о годности к работе в условиях ионизирующих излучений, суммарной дозе облучения, дозовой квоте на работу в одну смену и на весь период работы на данной АЭС согласно командировочному удостоверению, а также удостовериться в наличии удостоверений о проверке знаний по радиационной безопасности.

10.5.11 Персонал АЭС должен проходить обязательные медицинские осмотры: предварительный - при приёме на работу и периодические, в установленном порядке, – в течении трудовой деятельности.

Перечень медицинских противопоказаний, при наличии которых лицо не может быть допущено к работе на ядерных установках и с источниками ионизирующего излучения, устанавливается Министерством охраны здоровья Украины.

10.5.12 Каждый работающий на АЭС, независимо от занимаемой должности, в том числе и прикомандированный персонал, должен:

- знать и строго выполнять требования правил и инструкций по радиационной безопасности при нахождении в контролируемой зоне и при выполнении конкретных работ, а также немедленно выполнять указания работников подразделений по радиационной безопасности АЭС;

- помнить, что радиационное воздействие на организм человека носит беспороговый характер и свои должностные и профессиональные обязанности в зоне строгого режима выполнять скоро, без траты времени на второстепенные вопросы, с тем, чтобы полученные дозовые нагрузки были наименьшими;

- применять средства индивидуальной защиты;

- знать и выполнять требования по предупреждению радиационной опасности и правила личного поведения при её возникновении;

- ставить в известность собственного руководителя и подразделения по радиационной безопасности об обнаруженных неисправностях в работе установок и аппаратуры, являющихся источниками радиационного излучения;

- выполнять все требования по соблюдению личной гигиены.

10.5.13 Вся информация о радиационной обстановке на АЭС должна быть доступна всему персоналу и органам государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности.

10.5.14 Лимиты доз и допустимые уровни облучения категорий А, Б, В установлены “Нормами радіаційної безпеки України”. Контроль за облучением персонала, объём и виды контроля радиационного состояния на радиационно ядерном объекте регламентируется “Основными санитарными правилами України”.

10.5.15 В технологических регламентах эксплуатации каждого энергоблока АЭС должны быть приведены значения эксплуатационных пределов и пределов безопасной эксплуатации по радиационным параметрам.

Для каждого энергоблока должны быть установлены количественные значения радиационных критериев возникновения аварийной ситуации 3-х ступеней:

- по превышению контрольных уровней;

- по достижению значений, при которых необходим останов реактора;

- по достижению значений, при которых необходимо введение в действие планов мероприятий по защите персонала и населения.

10.5.16 Работы в зоне с возможной или существующей радиационной опасностью, требующие ограничения продолжительности из-за того, что при их выполнении индивидуальные дозы облучения могут превысить установленные на АЭС сменные уровни, должны выполняться по дозиметрическим нарядам с обязательным индивидуальным дозиметрическим контролем и соответствующей подготовкой рабочих мест.

10.5.17 Работы с повышенной радиационной опасностью, выполнение которых не предусмотрено технологическими картами и инструкциями по радиационной безопасности, должны выполняться по программам, согласованным отделом (службой) радиационной безопасности, местным органом Госсаннадзора и утверждённым техническим руководителем АЭС.

10.5.18 Планируемое повышение облучения персонала сверх основных лимитов доз разрешается только для случаев ликвидации последствий радиационной аварии в порядке, установленном НРБУ “Державні гігієнічні нормативи. Норми радіаційної безпеки України” по согласованию с эксплуатирующей организацией.

10.5.19 В случае возникновения проектной или запроектной аварии защита

персонала должна осуществляться в соответствии с “Планом мероприятий по защите персонала АЭС”.

10.5.20 В случае возникновения запроектной аварии меры по защите населения должны осуществляться в соответствии с “Планом мероприятий по защите населения в случае аварии на АЭС”.

10.6 Сбор, хранение, транспортировка и захоронение радиоактивных отходов, дезактивация

10.6.1 Сбор, хранение, транспортировка и захоронение радиоактивных отходов должны осуществляться в соответствии с действующими правилами и инструкциями.

10.6.2 Эксплуатация АЭС без принятых в работу хранилищ жидких радиоактивных отходов (ЖРО) и твердых радиоактивных отходов (ТРО) запрещается.

10.6.3 Жидкие радиоактивные отходы по величине объёмной активности подразделяются в соответствии с ДНАОП 0.03-1.73 “Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций” на три типа: низкоактивные, среднеактивные и высокоактивные.

10.6.4 При эксплуатации АЭС должна обеспечиваться надежная работа предусмотренного проектом количества установок для очистки воды технологических систем от радиоактивных веществ, а также системы контроля её активности.

10.6.5 Радиоактивная вода технологических систем АЭС должна использоваться после её очистки от радионуклидов и контроля активности в оборотном водоснабжении.

10.6.6 Запрещается несанкционированный выпуск воды из специальной канализации в водоёмы, на местность, а также в систему хозяйственно-фекальной, производственной и ливневой канализации.

Сброс дебалансной воды от технологических систем в открытые водоёмы или хозяйственно-фекальную канализацию разрешается после её очистки и контроля активности только при соблюдении требований “Правил охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами” и при условии, что концентрация радиоактивных веществ в ней не превышает предельно допустимую для открытых водоёмов.

10.6.7 При эксплуатации хранилища жидких отходов (ХЖО) должна поддерживаться в рабочем состоянии система передачи ЖРО и пульпы из одной емкости в другие, а также в систему окончательной переработки отходов.

10.6.8 Должен быть обеспечен контроль за протечками из технологических трубопроводов с радиоактивной средой в технологические каналы, лотки и температурные швы зданий и сооружений, сбор и удаление а также переработка продуктов протечек.

10.6.9 На АЭС должен осуществляться контроль плотности (герметичности) емкостей ХЖО (методом измерения активности в специальных скважинах, охраняемых от засорения, и другими методами).

10.6.10 Контроль за режимом грунтовых вод, уровнем воды в контрольных скважинах и содержанием радионуклидов по периметрам хранилищ ЖРО и ТРО должен проводиться не реже одного раза в квартал.

Контроль за состоянием хранилища ТРО должен проводиться не реже одного раза в месяц с целью принятия мер по предотвращению попадания в него воды. В случае попадания воды должны быть приняты меры по её сбору, удалению и переработке.

10.6.11 Жидкие радиационные отходы, хранящиеся в ХЖО, подлежат увеличению концентрации и отвердеванию. В кубовом остатке ЖРО, направляемых на временное хранение в емкости ЖРО, солесодержание должно быть не менее предусмотренного проектом.

10.6.12 В ХЖО должен осуществляться радиационный контроль мощности дозы гамма-излучения, концентрации радиоактивных газов и аэрозолей в воздухе помещений, концентрации водорода в емкостях хранения ионообменных материалов.

Хранилище жидких отходов должно быть организовано так, чтобы избежать образования в емкостях взрывоопасной смеси и повышения температуры отходов выше заданных значений.

10.6.13 На АЭС должен вестись строгий учет поступления ЖРО из промежуточных емкостей в ХЖО с записью в соответствующем журнале.

Ответственность за учет, хранение отходов и правильную эксплуатацию ХЖО несет администрация цеха, в состав которого входит ХЖО.

10.6.14 Твердые радиационные отходы классифицируются в соответствии с ДНАОП 0.03-1.73 на слабоактивные, среднеактивные и высокоактивные. Их хранение и захоронение разрешается только в предусмотренных проектом местах. Для уменьшения объема ТРО должны подвергаться переработке методами сжигания, измельчения, прессования.

10.6.15 Сбор ТРО должен осуществляться в контейнеры, располагаемые в помещениях на специально отведенных местах. При этом ТРО должны сортироваться по степени радиоактивности.

Персонал АЭС должен не допускать смешивания отходов различной степени радиоактивности, а также попадания нерадиоактивных твердых отходов в радиоактивные.

10.6.16 Перед отправкой контейнеров с ТРО к месту обработки, хранения или захоронения они должны подвергаться дозиметрическому контролю. Транспортировать ТРО к местам захоронения следует на специально оборудованном транспорте в транспортных контейнерах по согласованным с местными органами Госсаннадзора маршрутам.

На АЭС должен вестись строгий учет вывозимых ТРО с записью в соответствующем журнале.

10.6.17 На АЭС должна быть обеспечена возможность периодической дезактивации оборудования и помещений, поверхности которых в процессе эксплуатации находятся в контакте с технологическими средами, загрязненными радиоактивными веществами.

10.6.18 Системы дезактивации оборудования и помещений при эксплуатации АЭС должны поддерживаться в постоянном рабочем состоянии.

10.6.19 Запас дезактивирующих средств и моющих растворов должен быть неснижаемым.

Моющие растворы для дезактивации должны выбираться с таким условием, чтобы обеспечивался смыв радиоактивных веществ и предотвращение их вторичного осаждения на дезактивируемую поверхность. Моющие растворы не должны вызывать коррозионных повреждений оборудования.

10.6.20 При планировании и выполнении любых работ в зоне строгого режима должны предусматриваться и выполняться мероприятия по сокращению объема ЖРО, ТРО и их своевременному удалению.

10.6.21 Приспособления, инструмент и другие предметы, выносимые из периодически обслуживаемых помещений зоны строгого режима в другие помещения, должны перед выносом подвергаться дезактивации (очистке) для снижения загрязнений до предусмотренных для этих (других) помещений уровней, а неподдающиеся очистке до допустимого уровня должны рассматриваться как ТРО.

10.6.22 Требования к вентиляции и системам удаления газообразных радиоактивных продуктов приведены в 5.14.2.

10.6.23 Не реже одного раза в год комиссия, назначаемая руководителем учреждения, проверяет правильность ведения учета количества источников ионизирующих излучений и радиоактивных отходов, находящихся в учреждении и/или сданных на захоронение (хранение). В случае установления потерь немедленно ставятся в известность регулирующие органы.

11 ОБОРУДОВАНИЕ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

11.1 Общие положения

11.1.1 Особенности ветровых электрических станций, заключаются:

- в большом количестве ветроэлектрических установок, размещенных на больших территориях под открытым небом и не имеющих ограждения;
- расположении основного оборудования ВЭУ на высоте;
- высокой степени автоматизации управления работой ветроэлектрического оборудования;
- зависимости работы ВЭС от скорости ветра требуют специальных решений в обеспечении энергетического производства и организации эксплуатации оборудования.

Подробно эти решения в основном отражены в:

- ГКД 341.003.001.002 Правила проектирования вітрових електричних станцій;
- ГКД 341.003.003.001 Вітроенергетика. Вітрові електричні станції. Вимоги до обсягів приймальних випробувань, комплектації документацією і технічними засобами;
- частично и в других НД;

11.1.2 При эксплуатации ВЭС должны быть обеспечены:

- надёжная, безопасная и эффективная работа всего оборудования ВЭС;
- максимальная выработка электроэнергии;
- оперативно-диспетчерская дисциплина.

11.1.3 На ВЭС, территориально отдалённых от пунктов энергетического управления и населённых пунктов, должны быть обеспечены:

- максимальная автономность и необходимые условия для обслуживающего персонала, включая соблюдение санитарных норм;
- надёжная связь с диспетчерским пунктом энергосистемы, службами пожаротушения и оказания скорой медицинской помощи;
- полный объем нормативной и эксплуатационной документации, средств безопасного проведения работ для оперативного решения текущих технических задач.

11.1.4 Качество электроэнергии на границе балансовой принадлежности электрических сетей ВЭС и энергосистемы должно соответствовать требованиям действующего ГОСТ 13109 “Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения”.

11.1.5 Техническое и оперативное руководство ВЭС осуществляется соответствующими её подразделениями и должно подчиняться производственным подразделениям энергосистемы в части выдачи мощности в сеть энергосистемы.

11.1.6 Каждая ВЭС должна быть укомплектована согласно штатного расписания, утверждённого вышестоящей организацией или её владельцем, которое устанавливается на основании типовых положений и отраслевых нормативов, обеспечивающее эксплуатацию ВЭС в соответствии с требованиями настоящих Правил.

Структурными единицами ВЭС являются оперативные, ремонтные, наладочные и другие специализированные подразделения, обеспечивающие энергопроизводство.

Взаимоотношения, а также распределение функций и обязанностей между подразделениями ВЭС, устанавливаются её руководством и отражаются в положениях и должностных инструкциях.

11.1.7 Профилактическое и текущее техническое обслуживание ветроэлектроустановок (ВЭУ) должно, как правило, осуществляться разъездными бригадами, каждая из которых состоит не менее чем из двух человек.

Такие бригады создаются в зависимости от количества и мощности ВЭУ, и должны обеспечиваться специальным транспортом, комплектом специальных инструментов и приборов, а также комплектом запасных частей к приборам серийного производства.

Работа бригад по обслуживанию ВЭУ ведется в дневное время суток.

11.1.8 Для каждой ВЭС, приказом вышестоящей организации, в системе которой она сооружается, или её владельца, должен быть назначен руководитель, на которого возлагается ответственность за организацию эксплуатации всего комплекса оборудования и сооружений.

11.1.9 На ВЭС, оснащённых ВЭУ с асинхронными генераторами, должна осуществляться компенсация реактивной мощности, потребляемой генераторами.

В зависимости от экономических показателей конденсаторные установки должны быть или на отдельных ВЭУ, или сгруппированы для всей ВЭС.

Эксплуатация ВЭС без необходимой компенсации реактивной мощности не допускается.

11.1.10 Управление ВЭУ на ВЭС должно осуществляться с помощью АСУ ВЭС.

При отказе АСУ ВЭС должна сохраняться возможность работы ВЭУ под управлением собственной автоматики.

11.1.11 При небольшом количестве ВЭУ (менее 5) в зависимости от местных условий допускается их эксплуатация без АСУ ВЭС.

11.1.12 Центральные пункты управления ВЭС должны иметь средства связи с диспетчерскими пунктами энергосистемы в объеме, согласованном с этими энергосистемами. Объемы, содержание и адреса направления информации должны быть согласованы с энергосистемой.

Устройства проводной связи и средства радиосвязи должны быть защищены от опасных влияний электроустановок высокого напряжения в соответствии с действующими НД.

11.1.13 Перечень устройств и оборудования, обслуживаемых производственными работниками ВЭС, должен быть согласован администрацией ВЭС и энергосистемой, с указанием границ обслуживания.

11.1.14 Средства диспетчерского и технологического управления ВЭС должны быть обеспечены гарантированным электропитанием, для них должны вестись эксплуатационно-технические документы в соответствии с нормативными требованиями.

11.2 Ветровые электроустановки

11.2.1 Эксплуатация ВЭУ должна обеспечивать их бесперебойную работу в допустимых режимах, надёжное функционирование устройств контроля, защиты и автоматики, у синхронных генераторов - систем возбуждения. При этом должны соблюдаться требования заводской инструкции по эксплуатации.

11.2.2 Местная инструкция по эксплуатации ВЭУ должна соответствовать требованиям 5.8.11.

11.2.3 При эксплуатации ВЭУ должны соблюдаться следующие условия:

- выполнение мер безопасности при работе с данным типом ВЭУ;
- техническое обслуживание ВЭУ осуществляется только производственным персоналом данной ВЭС, прошедшим специальную подготовку;
- для каждой ВЭУ должны быть заведены формуляры или журналы результатов профилактических осмотров и технического обслуживания;
- снятие пломб с оборудования, опломбированного заводом-изготовителем, разрешается только с его согласия и в присутствии его представителя;
- в период гарантийного срока эксплуатации в случае выхода из строя элементов составных частей направляются рекламации заводу-изготовителю.

11.2.4 При эксплуатации ВЭУ должны строго соблюдаться все её режимные параметры по преобразованию энергии ветра в электрическую энергию промышленной частоты и условия её непосредственного подключения к промышленной сети через трансформаторный пункт в составе ВЭС.

11.2.5 Система автоматического управления ВЭУ, должна обеспечивать работу как в режиме управления собственной автоматикой, так и в режиме работы в составе АСУ ВЭС.

11.2.6 Система автоматического управления и контроля ВЭУ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- запуск ВЭУ и включение её в сеть;
- контроль и диагностика устройств и оборудования;
- устойчивое поддержание номинальной нагрузки при скоростях ветра, превышающих номинальную;
- программный и аварийный останов ВЭУ;
- ограничение забросов частоты вращения ротора в допустимых пределах при сбросах нагрузки, связанных с отключением ВЭУ от сети;
- ориентацию ротора (контроль ориентации) по направлению ветра;
- представление информации на уровень АСУ ВЭС.

11.2.7 Проверка систем управления ВЭУ мгновенным сбросом нагрузки должна производиться путём отключения ее от сети в следующих случаях:

- при приёмке ВЭУ в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта;
- после ремонта или модернизации системы регулирования.

11.2.8 Пуск ВЭУ запрещается:

- при скорости ветра, превышающей значение скорости выключения, установленное заводом-изготовителем;
- при граде;
- при сейсмических воздействиях, превышающих их данные, предусмотренные техническим заданием;
- при сильном снегопаде, среднем и сильном обледенении;
- после аварийного отключения ВЭУ, если причины отключения не выяснены;
- при неисправностях в системе диагностики, технологических и электрических защит.

11.2.9 Ветровая электроустановка должна быть немедленно отключена действием защит или дежурным персоналом и остановлена в следующих случаях:

- повышения уровня вибрации отдельных узлов сверх допустимого;
- повышения температуры отдельных узлов сверх допустимой;
- обнаружения течи масла;
- повышения частоты вращения ротора ВЭУ сверх допустимой величины;
- при скорости ветра, превышающей значение скорости выключения, установленное заводом-изготовителем;
- возникновения коротких замыканий в системе генерирования;
- перегрузки сверх допустимых значений;
- возникновения пожара;
- возникновения ситуации, опасной для обслуживающего персонала;
- возникновения внешних условий указанных в 11.2.8.

11.2.10 Ветровая электроустановка должна быть отключена от сети и остановлена по решению технического руководителя ВЭС в случаях:

- обнаружения неисправностей в её механизмах и системах;
- получения сообщения о прогнозируемом сейсмическом воздействии;
- выхода из строя отдельных каналов защиты и диагностики;
- возникновения внешних условий, опасных для эксплуатации ВЭУ.

11.2.11 В процессе эксплуатации на основании наблюдений и показаний СИТ должна проводиться параметрическая диагностика ВЭУ, включающая:

- определение соответствия мощности скорости ветра;
- контроль параметров работы генератора;
- контроль температурного режима отдельных узлов, а также воздуха в гондоле ВЭУ, если это предусмотрено ее конструкцией.

11.2.12 На ВЭС должен быть установлен регламент технического обслуживания ВЭУ и другого оборудования, технология и периодичность регламентных работ.

Техническое обслуживание общестанционного электрического и вспомогательного оборудования ВЭС должно совмещаться с техническим обслуживанием ВЭУ.

11.2.13 Все проверки и испытания систем ВЭУ должны выполняться в соответствии с заводскими инструкциями и НД.

11.2.14 Регламент технического обслуживания должен предусматривать:

- визуальный осмотр оборудования;
- контроль крепления оборудования и узлов;
- проверку исправности систем автоматики, защит и диагностики (включая тестирование), состояния СИТ;
- проведение специальных измерений, проверок, регулировка и смазка узлов, учет выработки ресурса отдельных деталей;
- замену масла, деталей или узлов, износившихся в процессе эксплуатации;
- восстановление лакокрасочных покрытий при их повреждении;
- проверку и испытание электрического оборудования.

11.2.15 Оборудование ВЭУ и способ включения генератора в сеть не должны ограничивать количество пусков ВЭУ.

Допустимые условия работы генераторов ВЭУ определяются их изготовителем.

11.2.16 Устройство схемы управления сетевых ВЭУ должно исключать возможность запуска и подключения ВЭУ к электрической сети при отсутствии напряжения со стороны энергосистемы.

11.3 Метеорологическое обеспечение

11.3.1 В задачи метеорологического обеспечения ВЭС должно входить:

- получение текущих и прогнозируемых метеоданных опорной метеостанции Госкомгидромета;
- измерение и регистрация фактических метеоданных на площадке ВЭС.

На основании метеоданных осуществляется ведение оптимального режима работы ВЭУ и ВЭС в целом, накопление статистических данных о ветропотенциале местности, принимаются меры к предотвращению и уменьшению ущерба от стихийных действий.

11.3.2 Ветровые электростанции должны регулярно получать от органов Госкомгидромета следующие данные:

- скорость и направление ветра;
- температура и атмосферное давление;
- количество и вид осадков;
- образование гололеда;
- штормовые предупреждения;

Объём метеорологических прогнозов и сроки их предоставления должны быть установлены для каждой ВЭС по согласованию с Госкомгидрометом.

11.3.3 Каждая ВЭС должна быть оборудована приборами для определения скорости и направления ветра (при необходимости - температуры воздуха и атмосферного давления) устанавливаемыми на специальной метеовышке.

11.3.4 Количество метеовышек для ВЭС должно быть определено проектом, и они должны быть рассредоточены на площадке ВЭС в наиболее характерных точках с учетом обеспечения возможности доступа всех направлений ветра в данной местности с минимальным аэродинамическим затенением.

Высота метеовышки должна быть такой, чтобы приборы были расположены на высоте ступицы ротора ВЭУ.

11.3.5 Приборы метеорологического обеспечения, устанавливаемые на специальных метеовышках ВЭС, должны иметь выход, обеспечивающий возможность автоматического

управления ВЭУ через АСУ ВЭС.

12 ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

12.1 Генераторы и синхронные компенсаторы

12.1.1 При эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное действие систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики.

12.1.2 Системы возбуждения должны обеспечивать в продолжительном режиме работы регулирование возбуждения:

- от режима с максимально допустимым отрицательным током возбуждения (для реверсивных систем возбуждения) или от нуля тока возбуждения (для неревверсивных систем возбуждения) до 110 % номинального положительного тока возбуждения синхронных компенсаторов, работающих на сеть;

- от 80 % до 110 % номинального напряжения статора при работе турбогенераторов и гидрогенераторов на холостом ходу воздействием на уставку автоматического регулятора возбуждения (АРВ);

- от 20 % до 110 % номинального напряжения статора при работе турбогенераторов и гидрогенераторов на холостом ходу воздействием на специальные входы АРВ или устройство ручного управления.

12.1.3 Система возбуждения должна допускать возбуждение на выбеге до полной остановки с целью электрического торможения ротора гидрогенератора при токе статора не более 1,2 номинального.

12.1.4 Автоматические регуляторы возбуждения со всеми устройствами, включая устройства форсировки возбуждения и ограничения максимального и минимального тока ротора, должны быть постоянно включены в работу. Отключение АРВ или отдельных их элементов допускается только для ремонта или проверки. Системы возбуждения при работе без АРВ должны иметь средства, которые обеспечивали бы возбуждение с ручным дистанционным управлением, развозбуждение и автоматическое гашение поля генератора.

Настройка и действие АРВ должны быть увязаны с допустимыми режимами работы генераторов (синхронных компенсаторов), общестанционными и системными устройствами автоматики.

На электростанциях и в ЭЭС должны быть данные об основных параметрах настройки АРВ.

На резервных возбудителях допускается не устанавливать АРВ, но должна быть обеспечена форсировка возбуждения кратностью не ниже 1,3 номинального напряжения обмотки ротора.

12.1.5 Автоматические регуляторы возбуждения и устройства форсировки рабочего возбуждения должны быть настроены так, чтобы при заданном понижении напряжения в сети были обеспечены:

- предельное установившееся напряжение возбуждения не ниже двукратного в рабочем режиме, если это значение не ограничено НД, либо техническими условиями на поставку для отдельных типов машин;

- номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения;

- автоматическое ограничение заданной длительности форсировки и длительности перегрузки в зависимости от её величины.

12.1.6 Генераторы должны быть введены в эксплуатацию на основном возбуждении.

При работе генератора переводы с основного возбуждения на резервное и обратно для турбогенераторов должны выполняться без отключения генераторов от сети, а для гидрогенераторов - допускается выполнять с отключением от сети.

12.1.7 На всех генераторах и синхронных компенсаторах, не имеющих обмоток отрицательного возбуждения, должна быть установлена и постоянно находиться в работе

защита обмотки ротора от перенапряжений (разрядник, гасительное сопротивление и т.п.).

12.1.8 На всех генераторах должны быть установлены устройства для контроля сопротивления изоляции цепей возбуждения при работе генераторов.

12.1.9 Резервные источники маслоснабжения уплотнений генераторов с водородным охлаждением должны автоматически включаться в работу при отключении рабочего источника и понижении давления масла ниже установленного предела.

Для резервирования основных источников маслоснабжения уплотнений генераторов мощностью 60 МВт и более должны быть постоянно включены демпферные (буферные) баки. Запас масла в демпферных баках должен обеспечивать подачу масла и поддержание положительного перепада давлений масло-водород на уплотнениях вала в течение всего времени выбега турбоагрегата со срывом вакуума в случаях отказа всех источников маслоснабжения.

12.1.10 Турбогенераторы и синхронные компенсаторы с водородным охлаждением после монтажа и капитального ремонта должны вводиться в работу при номинальном давлении водорода.

Для турбогенераторов, имеющих непосредственное водородное или водородно-водяное охлаждение активных частей, работа на воздушном охлаждении под нагрузкой запрещается. Непродолжительная работа при воздушном охлаждении разрешается только в режиме холостого хода без возбуждения с температурой воздуха, не выше указанной в заводской инструкции, а для турбогенераторов серии ТВФ при воздушном охлаждении допускается кратковременное возбуждение машины, отключенной от сети.

12.1.11 Устройства для пожаротушения генераторов и синхронных компенсаторов должны быть в постоянной готовности и обеспечивать возможность их быстрого введения в действие.

12.1.12 При пуске и во время работы генераторов и синхронных компенсаторов должен осуществляться контроль:

- электрических параметров обмоток статора и ротора, а также системы возбуждения;
- изоляции цепей возбуждения;
- температуры обмотки и стали статора, охлаждающих сред (в том числе и оборудования системы возбуждения), уплотнений вала, подшипников и подпятников;
- температуры обмотки ротора и элементов щеточного аппарата;
- давления дистиллята, в том числе перепада давлений на фильтрах;
- удельного сопротивления и расхода дистиллята через обмотки и другие активные и конструктивные части;
- давления и чистоты водорода;
- давления и температуры масла, а также перепада давлений масло-водород в уплотнениях вала;
- герметичности систем водяного охлаждения;
- влажности газа в корпусе турбогенераторов с водородным и водородно-водяным охлаждением;
- уровня масла в демпферных баках и поплавковых гидрозатворах турбогенераторов, в масляных ваннах подшипников и подпятников гидрогенераторов;
- вибрации подшипников и контактных колец турбогенераторов, крестовин и подшипников гидрогенераторов.

По данным этого контроля для генераторов мощностью 100 МВт и более необходимо оценивать техническое состояние узлов и систем с использованием средств и методов диагностики.

12.1.13 Устройства теплового контроля генератора должны вводиться в полном объеме с использованием всех рабочих функций (регистрация температуры, сигнализация при достижении максимально допустимых температур и т.п.).

12.1.14 Вновь вводимые генераторы должны быть оснащены системой диагностики

в объеме, предусмотренном документацией завода-изготовителя.

12.1.15 Периодичность определения показателей работы газо-масляной и водяной систем генераторов и синхронных компенсаторов, находящихся в работе или резерве, должна быть следующей:

- температуры точки росы (влажности) водорода в корпусе генератора — не реже одного раза в неделю, а при неисправной системе индивидуальной осушки газа или влажности, превышающей допустимую, – не реже одного раза в сутки;
- газоплотности корпуса машины (суточной утечки водорода) – не реже одного раза в месяц;
- чистоты водорода в корпусе машины – не реже одного раза в неделю по контрольным химическим анализам и непрерывно по автоматическому газоанализатору, а при неисправности автоматического газоанализатора – не реже одного раза в смену;
- содержания водорода в газовой ловушке, в картерах подшипников, экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов – непрерывно автоматическим газоанализатором, действующим на сигнал, а при неисправности или отсутствии такого газоанализатора – переносным газоанализатором или индикатором не реже одного раза в сутки;
- содержания кислорода в водороде внутри корпуса генератора, в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки генератора – в соответствии с утвержденным графиком по данным химического контроля;
- показателей качества дистиллята в системе водяного охлаждения обмоток и других частей генератора – в соответствии с типовой инструкцией по эксплуатации.

12.1.16 Чистота водорода должна быть не ниже:

- в корпусах генераторов с непосредственным водородным охлаждением и синхронных компенсаторов всех типов – 98 %;
- в корпусах генераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50кПа) и выше – 97 %;
- в корпусах генераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода до $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа) – 95 %.

Температура точки росы водорода в корпусе генератора при рабочем давлении должна быть не выше 15°C и всегда ниже температуры воды на входе в газоохладители.

12.1.17 Содержание кислорода в водороде в корпусе генератора (синхронного компенсатора) при указанной в 12.1.16 чистоте водорода должно быть не более 0,8; 1,0 и 1,2% соответственно, а в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки генератора – не более 2 %.

12.1.18 Содержание водорода в картерах подшипников, в экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов турбогенератора должно быть менее 1%. Работа турбогенератора при содержании водорода в токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов 1 % и выше, а в картерах подшипников более 2 % запрещается. В воздушном объеме главного масляного бака водород должен практически отсутствовать (концентрация ниже порога чувствительности газоанализатора).

12.1.19 Колебания давления водорода в корпусе генератора (синхронного компенсатора) при номинальном избыточном давлении водорода до 1 кгс/см^2 (100 кПа) должны быть не более 20 %, а при большем избыточном давлении допускаются не более $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$ (± 20 кПа).

12.1.20 На всасывающих магистралях маслонасосов синхронных компенсаторов при работе на водородном охлаждении должно поддерживаться избыточное давление масла не менее $0,2 \text{ кгс/см}^2$ (20 кПа).

12.1.21 Давление масла в уплотнениях вала при неподвижном и вращающемся роторе генератора должно превышать давление водорода в корпусе машины. Низший и высший пределы перепада давлений должны указываться в инструкции завода-

изготовителя.

12.1.22 В системе маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов должны быть постоянно включены в работу регуляторы давления масла (уплотняющего, прижимного, компенсирующего).

Запорная арматура, установленная на маслопроводах системы маслоснабжения уплотнений вала генератора должна быть опломбирована в рабочем положении.

12.1.23 Суточная утечка водорода в генераторе должна быть не более 5 %, а суточный расход с учетом продувок – не более 10 % общего количества газа в генераторе при рабочем давлении.

Суточный расход водорода в синхронном компенсаторе должен быть не более 5 % общего количества газа в нем.

12.1.24 В нормальных условиях генераторы, как правило, должны включаться в сеть способом точной синхронизации (автоматической либо полуавтоматической). При отказе или отсутствии автоматической синхронизации допускается включение способом ручной точной синхронизации. При использовании точной синхронизации должна быть введена блокировка от несинхронного включения.

Включение генератора в сеть способом самосинхронизации допускается, если это предусмотрено техническими условиями на поставку или специально согласовано с заводом-изготовителем.

При ликвидации аварий в ЭЭС турбогенераторы мощностью до 220 МВт включительно и все гидрогенераторы разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Турбогенераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что, определенная с учетом индуктивных сопротивлений блочных трансформаторов и сети, кратность сверхпереходного тока к номинальному не превышает трех.

12.1.25 Генераторы после сброса нагрузки и отключения разрешается включать в сеть без осмотра и ревизии, если сбросы и отключения не сопровождались повреждением агрегата или неисправной работой системы регулирования турбины.

12.1.26 Скорость повышения напряжения на генераторах и синхронных компенсаторах не ограничивается.

Скорость набора и изменения активной нагрузки для всех генераторов определяется условиями работы реакторной установки АЭС, турбины или котла ТЭС.

Скорость изменения реактивной нагрузки генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток, турбогенераторов газотурбинных установок, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток не ограничивается; на турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток эта скорость в нормальных режимах должна быть не выше скорости набора активной нагрузки, а в аварийных условиях – не ограничивается.

12.1.27 Номинальная мощность генераторов при номинальном коэффициенте мощности (для всех турбогенераторов мощностью 30 МВт и более и всех турбогенераторов газотурбинных и парогазовых установок) а также длительная максимальная мощность при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения и номинальная мощность синхронных компенсаторов должны сохраняться при одновременных отклонениях напряжения до $\pm 5\%$ и частоты до $\pm 2,5\%$ номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 6 %, если в стандартах на отдельные типы машин не оговорены иные условия по отклонению напряжения и частоты.

Наибольший ток ротора, полученный при работе с номинальной мощностью и при отклонениях напряжения в пределах $\pm 5\%$, является длительно допустимым при работе с номинальными параметрами охлаждающих сред.

В случае работы с длительной максимальной мощностью наибольший ток ротора

при отклонении напряжения до $\pm 5\%$ является длительно допустимым только при соответствующих параметрах охлаждения.

Для всех генераторов и синхронных компенсаторов наибольшее рабочее напряжение должно быть не выше 110% номинального. При напряжении выше 105% номинального допустимая полная мощность генератора и синхронного компенсатора должна быть установлена в соответствии с указаниями инструкций завода-изготовителя или по результатам испытаний.

При напряжении на генераторе или синхронном компенсаторе ниже 95% номинального ток статора должен быть не выше 105% длительно допустимого.

12.1.28 Длительная перегрузка генераторов и синхронных компенсаторов по току сверх значения, допустимого при данных температуре и давлении охлаждающей среды, запрещается.

В аварийных условиях генераторы и синхронные компенсаторы разрешается кратковременно перегружать по токам статора и ротора согласно инструкциям завода-изготовителя, техническим условиям и государственным стандартам. Если в них соответствующие указания отсутствуют, при авариях в ЭЭС допускаются кратковременные перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора при указанной в таблице 12.1 кратности тока, отнесенной к номинальному значению.

Таблица 12.1 Допустимая кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Кратность перегрузки для генераторов и синхронных компенсаторов		
	с косвенным охлаждением обмотки статора	с непосредственным охлаждением обмотки статора	
		водой	водородом
60	1,1	1,1	-
15	1,15	1,15	-
10	-	-	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	-
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Допустимая перегрузка по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора. Для турбогенераторов с непосредственным водородным или водяным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка по току возбуждения должна быть определена кратностью тока, отнесенной к номинальному значению тока ротора, приведенной в таблице 12.2.

Таблица 12.2 Допустимая кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Кратность перегрузки для турбогенераторов типа		
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2, ТА-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно), ТВФ-120-2, АСТГ-200,	ТВВ-800-2, ТВВ-1000-2, ТВВ-1000-4
60	1,06	1,06	1,06
10	1,1	1,1	-
8,3	-	-	1,1
4	1,2	1,2	-
3	-	-	1,2
1	1,7	1,5	-
0,75	-	-	1,5
0,5	2,0	-	-

0,33	-	2,0	-
0,25	-	-	2,0

12.1.29 При появлении однофазного замыкания на землю в обмотке статора или в цепях генераторного напряжения блочный генератор с выключателем в цепи генераторного напряжения, отключающим токи короткого замыкания, (синхронный компенсатор) или блок при отсутствии генераторного выключателя или с выключателем нагрузки в цепи генераторного напряжения должен автоматически отключаться, а при отказе защиты – немедленно разгружаться и отключаться от сети:

- на блоках генератор-трансформатор (синхронный компенсатор-трансформатор) без ответвлений на генераторном напряжении и с ответвлениями к трансформаторам собственных нужд – независимо от значения емкостного тока замыкания;

- при замыкании на землю в обмотке статора блочных генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих электрическую связь на генераторном напряжении с сетью собственных нужд или потребителей, – при токах замыкания 5 А и более.

Такие же меры должны быть предусмотрены при замыкании на землю в обмотке статора генераторов и синхронных компенсаторов, работающих на сборные шины при токе замыкания на землю 5 А и более.

При появлении замыкания на землю в цепи генераторного напряжения блочных генераторов (синхронных компенсаторов), имеющих электрическую связь с сетью собственных нужд или потребителей и включенных на сборные шины генераторов (синхронных компенсаторов), когда емкостный ток замыкания не превышает 5 А и защиты действуют на сигнал или нечувствительны, работа генераторов (синхронных компенсаторов) допускается в течение не более 2 ч (для отыскания места замыкания, перевода нагрузки). При выявлении замыкания в обмотке статора генератор (синхронный компенсатор) должен быть отключен.

Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, по усмотрению технического руководителя электростанции или организации, эксплуатирующей электрическую сеть, допускается работа генератора или синхронного компенсатора с заземлением в сети продолжительностью до 6 ч.

12.1.30 Сопротивление изоляции всей цепи возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с газовым охлаждением обмотки ротора и с воздушным охлаждением элементов системы возбуждения, измеренное мегаомметром на напряжение 500–1000 В или стационарным устройством измерения сопротивления изоляции, должно быть не менее 0,5МОм.

При водяном охлаждении обмотки ротора или элементов системы возбуждения допустимые значения сопротивления изоляции цепи возбуждения определяются заводскими инструкциями по эксплуатации генераторов и систем возбуждения и действующими нормами испытания электрооборудования.

Работа генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих сопротивление изоляции цепи возбуждения ниже нормированных значений, допускается только с разрешения технического руководителя электростанции или организации, эксплуатирующей электрические сети, с учетом требований 12.1.31.

12.1.31 Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора мощностью 150 МВт и более в случаях снижения сопротивления изоляции цепи возбуждения следует определить местонахождение участка со сниженным сопротивлением изоляции. Для этого в течение 1 ч следует перевести турбогенератор на резервное возбуждение при снижении сопротивления изоляции до значений:

- у турбогенераторов с газовым охлаждением обмотки ротора и элементов возбуждения до 8 кОм и ниже (первая группа);

- у турбогенераторов с водяным охлаждением вентилях рабочей системы возбуждения до 2,5 кОм (вторая группа).

Турбогенераторы следует оставлять в работе на резервном возбуждении до устранения причины снижения сопротивления изоляции в цепи рабочей системы возбуждения.

Если после перевода турбогенератора на резервное возбуждение сопротивление изоляции не восстановится или такой перевод невозможен, а сопротивление изоляции при этом составляет менее 4 кОм для турбогенераторов первой группы или менее 1,5 кОм для турбогенераторов второй группы, турбогенераторы в течение 1 ч необходимо разгрузить и остановить для ремонта.

В тех случаях, когда сопротивление изоляции составляет не менее 4 кОм для турбогенераторов первой группы и не менее 1,5 кОм для турбогенераторов второй группы, генераторы при первой возможности, но не позднее чем через 7 суток следует вывести в ремонт.

До вывода турбогенератора в ремонт сопротивление изоляции цепей возбуждения необходимо контролировать не реже четырех раз в смену.

При снижении сопротивления изоляции до 2 кОм и ниже в цепи возбуждения турбогенератора с косвенным охлаждением обмотки ротора он должен быть переведен на резервное возбуждение. Если при этом замыкание на землю исчезнет, допускается оставить генератор в работе. При обнаружении замыкания на землю в обмотке ротора турбогенератор должен быть при первой возможности выведен в ремонт. До вывода в ремонт при устойчивом замыкании обмотки ротора на корпус должна быть введена защита от двойного замыкания на землю в обмотке ротора с действием на сигнал или отключение. При появлении сигнала турбогенератор должен быть немедленно разгружен и отключен от сети. Если защита от двойного замыкания не предусмотрена или не может быть введена, турбогенератор должен быть в течение 1 ч разгружен, отключен от сети и выведен в ремонт.

Работа гидрогенераторов и синхронных компенсаторов с замыканием на землю в цепи возбуждения запрещается.

12.1.32 Допускается длительная работа с разностью токов в фазах, не превышающей 12% номинального для турбогенераторов и 20 % для синхронных компенсаторов и дизель-генераторов, если другие величины не предусмотрены в заводской инструкции.

Для гидрогенераторов с системой косвенного воздушного охлаждения обмотки статора допускается разность токов в фазах до 20 % при мощности 125 МВА и ниже, до 15 % — при мощности свыше 125 МВА.

Для гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора допускается разность токов в фазах до 10 %.

Во всех случаях ни в одной из фаз ток не должен быть выше номинального.

12.1.33 Допускается кратковременная работа турбогенераторов мощностью 320 МВт и ниже в асинхронном режиме без возбуждения при сниженной нагрузке. Для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток допустимая нагрузка в указанном режиме составляет до 60 % номинальной, а продолжительность работы при этом не более 30 мин.

Допустимая нагрузка и продолжительность работы в асинхронном режиме без возбуждения турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток должны быть установлены на основании указаний заводских инструкций, а при их отсутствии — на основании результатов специальных испытаний или требований НД.

Допускается длительная работа асинхронизированного турбогенератора АСТГ–200–2 в асинхронном режиме с нагрузкой:

- 150 МВт - с замкнутой накоротко каждой из обмоток ротора;
- 80 МВт - с замкнутыми на сопротивление самосинхронизации обеими обмотками ротора либо при замкнутой одной обмотке ротора на сопротивление самосинхронизации, а второй обмотке ротора, замкнутой накоротко.

Допустимость асинхронных режимов турбогенераторов по их воздействию на сеть

должна быть установлена расчётами или испытаниями.

Работа гидрогенераторов и турбогенераторов с наборными зубцами ротора в асинхронном режиме без возбуждения запрещается.

Несинхронная работа отдельного возбужденного генератора любого типа относительно других генераторов электростанции запрещается.

12.1.34 Допустимость и продолжительность работы генератора в режиме электродвигателя ограничиваются условиями работы турбины и определяются заводом-изготовителем турбины или НД.

12.1.35 Длительная работа генераторов с коэффициентом мощности ниже номинального и в режиме синхронного компенсатора с перевозбуждением (в индуктивном квадранте) разрешается при токе возбуждения не выше длительно допустимого при данных параметрах охлаждающих сред.

Допустимая реактивная нагрузка генераторов в режиме синхронного компенсатора и синхронных компенсаторов с недовозбуждением (в емкостном квадранте) должна быть установлена на основании заводских инструкций или НД, а при их отсутствии на основании результатов специальных тепловых испытаний.

12.1.36 Разрешается длительная работа генераторов с косвенным охлаждением обмоток при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы с сохранением номинального значения полной мощности. Работа таких генераторов в режиме недовозбуждения, как правило, определяется условиями обеспечения устойчивости.

Допустимые длительные нагрузки генераторов в режиме работы с недовозбуждением, а также при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы для генераторов с непосредственным охлаждением должны быть установлены на основании указаний заводских инструкций, а при их отсутствии — на основании НД с учетом обеспечения устойчивости параллельной работы в сети либо нагрева крайних пакетов стали конструктивных элементов торцевых зон генераторов.

При регулярной работе генератора в режиме недовозбуждения должно быть обеспечено автоматическое ограничение минимального тока возбуждения.

12.1.37 Работа генераторов с непосредственным водяным охлаждением обмоток при отсутствии циркуляции дистиллята в обмотках во всех режимах, кроме режима холостого хода без возбуждения, запрещается.

В случае прекращения циркуляции дистиллята в обмотках с непосредственным водяным охлаждением, нагрузка должна быть автоматически снята в течение 2 мин (если в инструкциях на отдельные типы генераторов не оговорены более жесткие требования) и генератор отключен от сети, а возбуждение снято.

12.1.38 Качество дистиллята, циркулирующего в системе водяного охлаждения обмоток и выпрямительных установок генераторов, должно соответствовать требованиям типовой и заводских инструкций по эксплуатации генераторов и систем возбуждения.

В системе водяного охлаждения обмоток статоров турбо- и гидрогенераторов качество дистиллята должно соответствовать:

- значение pH 8 – 9 при температуре 25 °С;
- удельное электрическое сопротивление не менее 200 кОм·см при температуре 25 °С;
- содержание кислорода – не более 400 мкг/кг;
- содержание меди – не более 100 мкг/кг;
- расход воды через фильтр смешанного действия – 1-5 % расхода циркулирующего дистиллята.

Механические и магнитные фильтры, установленные в системе водяного охлаждения, должны постоянно находиться в работе. Ионообменные фильтры ФСД, установленные в системе водяного охлаждения, должны включаться в работу периодически для поддержания качества воды в соответствии с требованиями типовой и

заводских инструкций по эксплуатации генераторов и систем возбуждения.

При снижении удельного сопротивления дистиллята в обмотках генератора до 100 кОм·см должна действовать предупредительная сигнализация, а при его снижении до 50 кОм·см генератор должен быть разгружен, отключен от сети и возбуждение снято.

12.1.39 Сопротивление изоляции подшипников и корпусов уплотнений вала турбогенераторов, синхронных компенсаторов и возбuditелей при полностью собранных маслопроводах, измеренное при монтаже или ремонте мегаомметром на напряжение 1000 В, должно быть не менее 1 МОм, а для подпятников и подшипников гидрогенераторов — не менее 0,3 МОм, если в инструкциях не оговаривается более жесткая норма.

Исправность изоляции подшипников и уплотнений вала турбогенераторов, подшипников синхронных компенсаторов с воздушным охлаждением и возбuditелей, а также подшипников и подпятников гидрогенераторов (если позволяет конструкция последних) должна проверяться не реже одного раза в месяц.

Исправность изоляции подшипников синхронных компенсаторов с водородным охлаждением должна быть проверена при капитальном ремонте.

12.1.40 Для предотвращения повреждений генератора, работающего в блоке с трансформатором, при неполнофазных отключениях или включениях выключателя генератор должен быть отключен смежными выключателями секции или системы шин, к которой присоединен блок.

12.1.41 Вибрация подшипников турбогенераторов должна соответствовать требованиям 8.4.26, а крестовин и подшипников гидрогенераторов — требованиям 7.4.15.

У синхронных компенсаторов с номинальной частотой вращения ротора 750 и 1000 об/мин двойная амплитуда вибрации должна быть не выше 80 мкм. При отсутствии устройства дистанционного измерения вибрации периодичность контроля устанавливается в зависимости от вибрационного состояния компенсатора, но не реже одного раза в год.

Вибрация контактных колец турбогенераторов должна измеряться не реже одного раза в 3 месяца и быть не выше 300 мкм.

12.1.42 После монтажа и капитального ремонта генераторы и синхронные компенсаторы, как правило, могут быть включены в работу без сушки. Необходимость сушки устанавливается действующими нормами испытания электрооборудования.

12.1.43 Заполнение генераторов с непосредственным охлаждением обмоток водородом и освобождение от него в нормальных условиях должны производиться при неподвижном роторе или вращении его от валоповоротного устройства.

В аварийных условиях освобождение от водорода может быть начато во время выбега турбоагрегата.

Водород или воздух должны быть вытеснены из генератора (синхронного компенсатора) инертными газами (углекислым газом или азотом) в соответствии с РД 34.45.512 “Типовая инструкция по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов”.

12.1.44 На электростанциях, где установлены генераторы с водородным охлаждением, запас водорода должен обеспечивать его 10-дневный эксплуатационный расход и однократное заполнение одного генератора наибольшего газового объема, а запас углекислого газа или азота — шестикратное заполнение генератора с наибольшим газовым объемом.

При наличии на электростанции резервного электролизера допускается уменьшение запаса водорода в ресиверах на 50 %.

12.1.45 Запас водорода на подстанциях, где установлены синхронные компенсаторы с водородным охлаждением, должен обеспечивать 20-дневный эксплуатационный расход водорода и однократное заполнение одного компенсатора с наибольшим газовым объемом, а при наличии электролизной установки — 10-дневный расход и

однократное заполнение указанного компенсатора. Запас углекислого газа или азота на таких подстанциях должен обеспечивать трехкратное заполнение этого же компенсатора.

12.1.46 Обслуживание и ремонт системы газового охлаждения (газопроводов, арматуры, газоохладителей), элементов системы непосредственного водяного охлаждения обмоток и других активных и конструктивных частей внутри корпуса генератора, а также электрооборудования всей водяной и газомасляной систем, перевод турбогенератора с воздушного охлаждения на водородное и наоборот, участие в приемке из ремонта масляных уплотнений, поддержание заданных чистоты, влажности и давления водорода в генераторе должен осуществлять электрический цех электростанции.

Надзор за работой и ремонт системы маслоснабжения уплотнений вала (включая регуляторы давления масла и лабиринтные маслоуловители), масляных уплотнений вала всех типов, оборудования и распределительной сети охлаждающей воды до газоохладителей, а также оборудования системы подачи и слива охлаждающего дистиллята вне генератора должен осуществлять турбинный (котлотурбинный) цех.

На тех электростанциях, где имеется специализированный ремонтный цех, ремонт указанного оборудования должен выполнять этот цех.

12.1.47 Капитальные и текущие ремонты генераторов должны быть совмещены с капитальными и текущими ремонтами турбин.

Капитальный ремонт синхронных компенсаторов должен производиться один раз в 4–5 лет.

Первые ремонтные работы с выемкой ротора на турбогенераторах и синхронных компенсаторах, включая усиление крепления лобовых частей, перекалиновку пазов статора, проверку крепления шин и кронштейнов, проверку крепления и плотности запрессовки сердечника, должны быть произведены не позднее чем через 8000 ч работы после ввода в эксплуатацию, если другие сроки не предусмотрены заводской инструкцией по эксплуатации.

Первые ремонтные работы на гидрогенераторах должны быть произведены не позднее чем через 6000 ч.

Выемка роторов генераторов и синхронных компенсаторов при последующих ремонтах должна осуществляться по мере необходимости или в соответствии с требованиями НД. При выемке ротора во время капитального ремонта необходимо выполнить контроль нагрева активной стали статора генератора.

12.1.48 Профилактические испытания и измерения на генераторах и синхронных компенсаторах должны проводиться в соответствии с действующими нормами испытания электрооборудования.

12.1.49 Запрещаются плановые отключения генераторов от сети при наличии положительной мощности на их выводах.

12.1.50 При плановых и аварийных отключениях генераторов (блоков генератор-трансформатор) необходимо обеспечить безотлагательную разборку главной схемы электрических соединений для предотвращения самопроизвольной или ошибочной подачи напряжения на останавливающийся генератор.

12.1.51 Резервные дизель-генераторы, предназначенные для питания ответственных механизмов собственных нужд, обеспечивающих останов турбоагрегата во время полного обесточивания электростанции, должны эксплуатироваться согласно 12.10.18- 12.10.20.

12.2 Электродвигатели

12.2.1 При эксплуатации электродвигателей, их пускорегулирующих устройств и защит должна быть обеспечена их надежная работа при пуске и в рабочих режимах.

12.2.2 На шинах собственных нужд электростанции напряжение должно поддерживаться в пределах 100–105 % номинального. При необходимости допускается

работа электродвигателей при напряжении 90–110 % номинального с сохранением их номинальной мощности.

При изменении частоты питающей сети в пределах $\pm 2,5$ % номинального значения допускается работа электродвигателей с номинальной мощностью.

12.2.3 На электродвигатели и приводимые ими механизмы должны быть нанесены стрелки, указывающие направление вращения. На электродвигателях и их пусковых устройствах должны быть надписи с наименованием агрегата, к которому они относятся.

12.2.4 Продуваемые электродвигатели, устанавливаемые в пыльных помещениях и помещениях с повышенной влажностью, должны быть оборудованы устройствами подвода чистого охлаждающего воздуха. Количество воздуха, продуваемого через электродвигатель, а также его параметры (температура, содержание примесей и т.п.) должны соответствовать требованиям инструкций завода-изготовителя.

Плотность тракта охлаждения (воздуховодов, узлов присоединения кожухов воздуховодов к корпусу электродвигателя, заслонок) должна проверяться не реже одного раза в год.

Индивидуальные электродвигатели внешних вентиляторов охлаждения должны автоматически включаться и отключаться при включении и отключении основных электродвигателей.

12.2.5 Электродвигатели с водяным охлаждением обмотки ротора и активной стали статора, а также со встроенными водяными воздухоохладителями должны быть оборудованы устройствами, сигнализирующими о появлении воды в корпусе. Эксплуатация оборудования и аппаратуры систем водяного охлаждения, качество конденсата и воды должны соответствовать требованиям инструкций завода-изготовителя.

12.2.6 На электродвигателях, имеющих принудительную смазку подшипников, должна быть установлена защита, действующая на сигнал и отключение электродвигателя при повышении температуры вкладышей подшипников или прекращении поступления смазки.

12.2.7 При перерыве в электропитании электродвигателей (включая электродвигатели с регулируемой частотой вращения) ответственного тепломеханического оборудования должен быть обеспечен их групповой самозапуск при повторной подаче напряжения от рабочего или резервного источника питания с сохранением устойчивости технологического режима основного оборудования.

Время перерыва питания, определяемое выдержками времени технологических и резервных электрических защит, должно быть не более 2,5 с.

На АЭС допустимая продолжительность перерыва в электропитании ГЦН определяется условиями защиты ядерных реакторов.

Перечень ответственных механизмов должен быть утвержден техническим руководителем электростанции.

Для облегчения самозапуска ответственных механизмов, как правило, должна быть предусмотрена групповая защита минимального напряжения, отключающая на время снижения (исчезновения) напряжения электродвигатели с тяжелыми условиями пуска. Наименования и количество отключаемых электродвигателей неотчетливых механизмов должны быть утверждены техническим руководителем электростанции на основании расчетов.

12.2.8 Электродвигатели с короткозамкнутыми роторами разрешается пускать из холодного состояния два раза подряд, из горячего – один раз, если заводской инструкцией не допускается большего количества пусков. Последующие пуски разрешаются после охлаждения электродвигателя в течение времени, определяемого инструкциями завода-изготовителя для данного типа электродвигателя.

Повторные включения электродвигателей в случае отключения их основными защитами разрешаются после обследования и проведения контрольных измерений сопротивления изоляции.

Для электродвигателей ответственных механизмов, не имеющих резерва, повторное включение разрешается после внешнего осмотра двигателя при условии отсутствия явных признаков повреждения двигателя и механизма

Повторное включение двигателей в случаях действия резервных защит до выяснения причины отключения запрещается.

12.2.9 Электродвигатели, длительно находящиеся в резерве, и автоматические устройства включения резерва должны осматриваться и опробоваться вместе с механизмами по утвержденному техническим руководителем энергообъекта графику. При этом у электродвигателей наружной установки, не имеющих обогрева, должны проверяться сопротивление изоляции обмотки статора и коэффициент абсорбции.

12.2.10 В процессе работы контроль за техническим состоянием электродвигателей и механизмов и их подшипников должен осуществляться методами вибрационной диагностики.

12.2.11 Вертикальная и поперечная составляющие вибрации (среднее квадратическое значение виброскорости или удвоенная амплитуда колебаний), измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должны превышать значений, указанных в инструкциях завода-изготовителя.

При отсутствии таких указаний в технической документации уровни виброскорости или удвоенная амплитуда колебаний вибрация на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть выше значений, приведенных в таблице 12.3.

Таблица 12.3

Значение виброскорости подшипников для двигателей мощностью, кВт (независимо от скорости вращения)			Удвоенная амплитуда колебаний подшипников, мкм, при скорости вращения, об/мин				Условия работы двигателя (ограничения на эксплуатацию)
менее 15	от 15 до 300	Свыше 300	3000	1500	1000	750 и менее	
1,8	2,8	4,5	30	60	80	95	Без ограничений
2,8	7,1	11,2	50*	100*	130*	160*	Не более 30 суток

* Для электродвигателей, сочлененных с углеразомольными механизмами, дымососами и другими механизмами, вращающиеся части которых подвержены быстрому износу, а также для электродвигателей, сроки эксплуатации которых превышают 15 лет, допускается работа агрегатов с повышенной вибрацией подшипников электродвигателей в течение времени, необходимого для устранения причины повышения вибрации, но не более 30 суток. При этом замер вибрации подшипников должен проводиться не реже одного раза в сутки, а контроль за температурой подшипников – ежечасно.

Периодичность измерений вибрации ответственных механизмов должна быть установлена по графику, утвержденному техническим руководителем электростанции.

12.2.12 Надзор за нагрузкой электродвигателя, щеточным аппаратом, вибрацией, температурой элементов и охлаждающих сред электродвигателя (обмотки и сердечника статора, воздуха, подшипников и т. д.), уход за подшипниками (поддержание требуемого уровня масла) и устройствами подвода охлаждающего воздуха, воды к воздухоохладителям и обмоткам, а также операции по пуску и останову электродвигателя должен осуществлять дежурный персонал цеха, обслуживающего механизм.

В случаях, когда через камеры охладителей проходят токоведущие части, надзор и обслуживание схемы охлаждения в пределах этих камер должен осуществлять персонал электроцеха.

12.2.13 Аварийные кнопки электродвигателей должны быть опломбированы (опечатаны). Срывать пломбы (печати) с аварийных кнопок для отключения

электродвигателя разрешается только в аварийных случаях. Опломбирование (опечатывание) аварийных кнопок производит персонал, обслуживающий приводимые механизмы.

12.2.14 Отключение электродвигателя во время его разворота разрешается производить только в аварийных случаях.

Электродвигатель должен быть немедленно отключен от сети при несчастном случае с людьми, появлении дыма или огня из корпуса электродвигателя, его пусковых и возбуждающих устройств, поломке приводимого механизма или двигателя.

Электродвигатель должен быть остановлен после пуска резервного (если он имеется) в случаях:

- появления запаха горелой изоляции;
- резкого увеличения вибрации электродвигателя или механизма;
- недопустимого возрастания температуры подшипников;
- возрастания выше допустимой температуры обмоток или стали статора;
- угрозы повреждения электродвигателя (заливание водой, запаривание, ненормальный шум и др.).

12.2.15 Не допускается работа электродвигателя при исчезновении напряжения на одной из фаз.

12.2.16 Запрещается включение в работу электронасосов высокого давления при неисправном обратном клапане.

Отключение электродвигателя насоса высокого давления персоналом может производиться только после закрытия задвижки на напорной линии насоса.

После автоматического отключения электродвигателя насоса высокого давления при наличии электропривода на напорной задвижке она должна автоматически закрываться.

12.2.17 Для двухскоростных электродвигателей пуск разрешается только на первой (меньшей) скорости с последующим переходом на вторую скорость.

12.2.18 Для электродвигателей переменного тока мощностью свыше 100 кВт, а также электродвигателей механизмов, подверженных технологическим перегрузкам, должен быть обеспечен контроль тока статора, либо автоматический контроль перегрузки (защита) с сигнализацией персоналу.

На электродвигателях постоянного тока для привода питателей топлива, аварийных маслонасосов турбин и уплотнений вала генератора независимо от их мощности должен контролироваться ток якоря.

На шкале прибора, контролирующего ток, должна быть нанесена красная черта указывающая максимальный длительно допустимый ток.

12.2.19 Профилактические испытания и ремонт электродвигателей, их съём и установку при ремонте; ремонт встроенных охладителей и коллекторов непосредственного охлаждения электродвигателей (после входных фланцевых соединений) должен производить персонал электроцеха.

Профилактические испытания и ремонт электродвигателей задвижек, обслуживание и ремонт термосигнализаторов и систем термоконтроля электродвигателей, эксплуатацию устройств, сигнализирующих о появлении воды в корпусе электродвигателя, должен производить цех тепловой автоматики и измерений.

Ремонт электродвигателей АЭС, работающих в зоне строгого режима, должен проводиться в специализированной мастерской.

12.2.20 Центровку и балансировку агрегата, ремонт и установку соединительных муфт (полумуфт электродвигателя и механизма) и выносных подшипников, ремонт вкладышей подшипников скольжения электродвигателей, фундаментов и рамы, масляной системы (при принудительной смазке подшипников), устройств подвода воздуха, а также воды к воздухоохладителям, обмоткам и другим элементам электродвигателя, охладителей, не встроенных в статор электродвигателей; покраску механизма и электродвигателя, нанесение оперативных наименований и стрелок, указывающих

направление вращения механизма и двигателя, поддержание чистоты агрегата и прилежащих площадок должен производить персонал цеха, обслуживающего приводимый механизм, или персонал подрядной организации, производящей ремонт оборудования на данной электростанции.

12.2.21 Профилактические испытания и измерения на электродвигателях должны быть организованы в соответствии с действующими нормами испытания электрооборудования и документацией заводов-изготовителей.

12.3 Силовые трансформаторы и масляные реакторы

12.3.1 При эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и масляных реакторов (далее реакторов) должна быть обеспечена их длительная и надежная работа путем:

- соблюдения нагрузочных и температурных режимов, уровня напряжения, характеристик масла и изоляции в пределах установленных норм;
- содержания в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования напряжения, защиты масла и других элементов.

12.3.2 Трансформаторы (реакторы), оборудованные устройствами газовой защиты, должны быть установлены так, чтобы крышка имела подъем по направлению к газовому реле не менее 1 %, а маслопровод к расширителю – не менее 2 %. Полость выхлопной трубы должна быть соединена с полостью расширителя. При необходимости мембрана (диафрагма) на выхлопной трубе должна быть заменена аналогичной, поставленной заводом-изготовителем.

12.3.3 Стационарные средства пожаротушения, маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны быть в исправном состоянии.

12.3.4 На баках трансформаторов и реакторов наружной установки должны быть указаны станционные (подстанционные) номера. Такие же номера должны быть на дверях и внутри трансформаторных пунктов и камер.

На баки однофазных трансформаторов и реакторов должна быть нанесена расцветка фазы.

Трансформаторы и реакторы наружной установки должны быть окрашены в светлые тона краской без металлических добавок, стойкой к атмосферным воздействиям и воздействию масла.

12.3.5 Питание электродвигателей устройств охлаждения трансформаторов (реакторов) должно быть осуществлено, как правило, от двух источников, а для трансформаторов (реакторов) с принудительной циркуляцией масла — с применением АВР.

12.3.6 Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов должны быть в работе и, как правило, с автоматическим управлением. По решению технического руководителя энергообъекта допускается устанавливать неавтоматический режим регулирования напряжения путем дистанционного переключения РПН с пульта управления, если колебания напряжения в сети находятся в пределах, удовлетворяющих требования потребителей электроэнергии. На время нахождения персонала вблизи трансформатора РПН должен переводиться на дистанционное управление.

Переключение устройства РПН рабочих трансформаторов собственных нужд типа ТРДН и ТРДНС энергетических блоков электростанций необходимо проводить дистанционно с принятием мер по недопущению нахождения персонала вблизи трансформатора. При обнаружении неисправностей устройства РПН или его приводного механизма устранение их необходимо проводить на отключенном трансформаторе.

Переключение устройства РПН трансформатора, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой) запрещается.

12.3.7 Вентиляция закрытых трансформаторных подстанций и камер силовых

трансформаторов должна обеспечивать работу трансформаторов во всех нормированных режимах.

12.3.8 На трансформаторах и реакторах с принудительной циркуляцией воздуха и масла (охлаждение вида ДЦ) и на трансформаторах с принудительной циркуляцией воды и масла (охлаждение вида Ц) устройства охлаждения должны автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) трансформатора или реактора. Принудительная циркуляция масла должна быть непрерывной независимо от нагрузки. Порядок включения (отключения) систем охлаждения должен быть определен инструкцией завода-изготовителя.

Эксплуатация трансформаторов и реакторов с искусственным охлаждением без включенных в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов запрещается. Работоспособность этих устройств сигнализации должна проверяться ежегодно при подготовке к работе трансформатора в условиях высоких температур.

12.3.9 На трансформаторах с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения Д) электродвигатели вентиляторов должны автоматически включаться при достижении температуры масла 55 °С или номинальной нагрузки независимо от температуры масла и отключаться при понижении температуры масла до 50 °С, если при этом ток нагрузки менее номинального.

12.3.10 При маслководном охлаждении трансформаторов давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,1 кгс/см² (10 кПа) при минимальном уровне масла в расширителе трансформатора.

Система циркуляции воды должна быть включена после включения рабочих маслонасосов при температуре верхних слоев масла не ниже 15 °С и отключена при понижении температуры масла до 10 °С, если иное не оговорено в документации завода-изготовителя.

Должны быть предусмотрены меры для предотвращения замораживания маслоохладителей, насосов и водяных магистралей.

12.3.11 Масло в расширителе неработающего трансформатора (реактора) должно быть на уровне отметки указателя уровня масла, соответствующей среднесуточной температуре окружающего воздуха.

12.3.12 При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла должна быть (если заводами-изготовителями не оговорены иные температуры) у трансформатора и реактора с охлаждением ДЦ — не выше 75 °С, с естественным масляным охлаждением М и охлаждением Д — не выше 95 °С; у трансформаторов с охлаждением Ц температура масла на входе в маслоохладитель должна быть не выше 70 °С.

12.3.13 Допускается продолжительная работа трансформаторов (при мощности не более номинальной) при напряжении на любом ответвлении обмотки на 10 % выше номинального для данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке должно быть не выше наибольшего рабочего.

Для автотрансформаторов с ответвлениями в нейтрали для регулирования напряжения или предназначенных для работы с последовательными регулировочными трансформаторами допустимое повышение напряжения должно быть определено заводом-изготовителем.

12.3.14 Для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального.

Допустимые продолжительные перегрузки сухих трансформаторов устанавливаются инструкцией завода-изготовителя.

Кроме того, для трансформаторов в зависимости от режима работы допускаются систематические перегрузки, значение и длительность которых регламентируется инструкцией по эксплуатации трансформаторов и инструкциями заводов-изготовителей.

В автотрансформаторах, к обмоткам низкого напряжения которых подключены генератор, синхронный компенсатор или нагрузка, должен быть организован контроль тока общей части обмотки высшего напряжения.

12.3.15 В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения, значение и длительность которой регламентируется ДСТУ 3463 “Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов”, ДСТУ 2769 “Руководство по нагрузке силовых сухих трансформаторов” и инструкциями заводов-изготовителей.

12.3.16 При аварийном отключении устройств охлаждения условия работы трансформаторов определяются требованиями документации завода-изготовителя.

12.3.17 Включение трансформаторов на номинальную нагрузку допускается:

- с системами охлаждения М и Д – при любой отрицательной температуре воздуха;
- с системами охлаждения ДЦ и Ц – при температуре окружающего воздуха не ниже минус 25 °С. При более низких температурах трансформатор должен быть предварительно прогрет включением на нагрузку около 0,5 номинальной без запуска системы циркуляции масла до достижения температуры масла минус 25 °С, после чего должна быть включена система циркуляции масла. В аварийных условиях допускается включение трансформаторов на полную нагрузку независимо от температуры окружающего воздуха. В случае, если заводом-изготовителем предъявляются другие требования, необходимо действовать в соответствии с ними;

- при системе охлаждения с направленным потоком масла в обмотках трансформаторов НДЦ, НЦ – в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

12.3.18 Переключающие устройства РПН трансформаторов разрешается включать в работу при температуре масла минус 20 °С и выше (для погружных резисторных устройств РПН) и минус 45 °С и выше (для устройств РПН с токоограничивающими реакторами, а также для переключающих устройств с контактором, расположенным на опорном изоляторе вне бака трансформатора и оборудованным устройством подогрева).

Эксплуатация устройств РПН должна быть организована в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей. Количество переключений, зафиксированных счетчиком, установленном на приводе, должно регистрироваться в эксплуатационной документации не реже одного раза в месяц.

12.3.19 Для каждой электроустановки, в зависимости от графика нагрузки, с учетом надежности питания потребителей и минимума потерь энергии должно быть определено количество одновременно работающих трансформаторов.

В распределительных электросетях напряжением до 15 кВ включительно должны быть организованы измерения нагрузок и напряжений трансформаторов не реже двух раз в 1 год – в период максимальных и минимальных нагрузок. Срок и периодичность измерений устанавливаются техническим руководителем энергообъекта.

12.3.20 Смонтированные резервные трансформаторы (реакторы) необходимо постоянно содержать в состоянии готовности к включению в работу.

12.3.21 Нейтрали обмоток 110 кВ и выше автотрансформаторов и реакторов, а также трансформаторов 330 кВ и выше должны работать в режиме глухого заземления.

Допускается заземление нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов через специальные реакторы. На подключение реактора должен быть проект, согласованный с заводом-изготовителем трансформатора.

Трансформаторы 110 и 220 кВ с испытательным напряжением нейтрали соответственно 100 и 200 кВ могут работать с разземленной нейтралью при условии ее защиты разрядником или ограничителем перенапряжений. При обосновании расчетами допускается работа с разземленной нейтралью трансформаторов 110 кВ с испытательным напряжением нейтрали 85 кВ, защищенной разрядником или ограничителем перенапряжений.

12.3.22 При срабатывании газового реле на сигнал трансформатор (реактор) должен

быть разгружен и отключен для выявления и ликвидации причин появления газа. Необходимо провести наружный осмотр трансформатора (реактора) и отобрать газ с реле отключенного трансформатора (реактора) для анализа и проверки на горючесть. Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению трансформатора должно быть минимальным.

Если газ в реле негорючий, отсутствуют видимые признаки повреждения трансформатора (реактора), а его отключение вызвало недоотпуск электроэнергии, трансформатор (реактор) с разрешения технического руководителя энергообъекта может быть включен в работу до выяснения причины срабатывания газового реле на сигнал. Продолжительность работы трансформатора (реактора) в этом случае устанавливается техническим руководителем энергообъекта.

По результатам анализа газа из газового реле, хроматографического анализа растворенных в масле газов, других измерений (испытаний) необходимо установить причину срабатывания газового реле на сигнал, определить техническое состояние трансформатора (реактора) и возможность его нормальной эксплуатации.

12.3.23 В случае автоматического отключения трансформатора (реактора) действием защит от внутренних повреждений трансформатор (реактор) можно включать в работу только после осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных нарушений.

В случае отключения трансформатора (реактора) защитами, действие которых не связано с его повреждением, он может быть включен вновь без проверок.

12.3.24 Трансформаторы мощностью 1 МВА и более и реакторы должны эксплуатироваться с системой непрерывной регенерации масла в термосифонных или адсорбционных фильтрах.

Масло в расширителе трансформаторов (реакторов), а также в баке или расширителе устройства РПН должно быть защищено от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом.

У трансформаторов и реакторов, оборудованных специальными устройствами, предотвращающими увлажнение масла, эти устройства должны быть постоянно включены независимо от режима работы трансформатора (реактора). Эксплуатация указанных устройств должна быть организована в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Масло негерметичных маслonaполненных вводов должно быть защищено от окисления и увлажнения.

12.3.25 Для предотвращения увлажнения изоляции и ухудшения качества масла необходимо периодически заменять сорбент в воздухоосушителях, термосифонных и адсорбционных фильтрах, не допуская его значительного увлажнения.

Сорбент в воздухоосушителях трансформатора (реактора) следует заменять по мере его увлажнения, но не реже 1 раза в 6 месяцев.

Сорбент в воздухоосушителях негерметичных маслonaполненных вводов следует заменить по мере его увлажнения, но не реже 1 раза в год.

12.3.26 Включение в сеть трансформатора (реактора) может осуществляться как толчком на полное напряжение, так и подъемом напряжения с нуля.

12.3.27 Осмотр трансформаторов (реакторов) без их отключения, с записью в оперативной документации, должен производиться в следующие сроки:

- а) в установках с постоянным дежурством персонала:
 - главных трансформаторов электростанций и подстанций, основных и резервных трансформаторов собственных нужд и реакторов – один раз в 1 сутки;
 - остальных трансформаторов – один раз в 1 неделю;
- б) в установках без постоянного дежурства персонала – не реже одного раза в 1 месяц, в трансформаторных пунктах – не реже одного раза в 6 месяцев.

В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов (реакторов)

указанные сроки могут быть изменены техническим руководителем энергообъекта.

12.3.28 Текущие ремонты трансформаторов (реакторов) должны проводиться в зависимости от их состояния и по мере необходимости. Периодичность текущих ремонтов должна быть установлена техническим руководителем энергообъекта. Ремонт выполняется согласно с утвержденным графиком и объемом ремонта.

12.3.29 Капитальные ремонты должны проводиться:

– трансформаторов напряжением 110 – 150 кВ мощностью 63 МВА и более, трансформаторов напряжением 220 кВ и выше, реакторов, основных трансформаторов собственных нужд электростанций – не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию с учетом результатов профилактических испытаний, а в дальнейшем – по мере необходимости в зависимости от результатов испытаний и их состояния;

– остальных трансформаторов – в зависимости от результатов испытаний и их состояния.

12.3.30 Профилактические испытания трансформаторов (реакторов) должны быть организованы в соответствии с действующими нормами испытания электрооборудования и инструкциями заводов-изготовителей.

12.4 Распределительные устройства

12.4.1 Электрооборудование распределительных устройств (РУ) всех видов и напряжений по номинальным параметрам должно удовлетворять условиям работы как при номинальных режимах, так и при коротких замыканиях, перенапряжениях и нормированных перегрузках.

Персонал, обслуживающий РУ, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

12.4.2 Распределительные устройства напряжением 330 кВ и выше должны быть оснащены средствами биологической защиты в виде стационарных и инвентарных (переносных и съемных) экранирующих устройств, а также средствами индивидуальной защиты. Персонал, обслуживающий РУ 330 кВ и выше, должен располагать картой напряженности электрического поля на территории подстанции с указанными на ней маршрутами осмотра оборудования и следования к рабочим местам.

Карта напряженности электрического поля должна быть выполнена согласно действующего документа “Державні санітарні норми і правила при виконанні робіт в невиконаних електроустановках напругою до 750 кВ включно”.

12.4.3 Класс изоляции электрооборудования должен соответствовать номинальному напряжению сети, а устройства защиты от перенапряжений – уровню изоляции электрооборудования.

При расположении электрооборудования в местностях с загрязненной атмосферой на стадии проектирования должно быть выбрано оборудование с изоляцией, обеспечивающей надежную работу без дополнительных мер защиты.

При эксплуатации оборудования с негряззостойкой изоляцией в местах с загрязненной атмосферой должны быть осуществлены меры, обеспечивающие надежную работу изоляции:

- в открытых распределительных устройствах (ОРУ) – обмывка, очистка, покрытие гидрофобными пастами, усиление изоляции;

- в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) – защита от проникновения пыли и вредных газов;

- в комплектных распределительных устройствах (КРУ) наружной установки – уплотнение шкафов, обработка изоляции гидрофобными пастами и установка устройств электроподогрева с ручным или автоматическим управлением.

При эксплуатации оборудования в местностях с загрязненной атмосферой необходимо так же руководствоваться инструкцией «Вибір та експлуатація зовнішньої ізоляції електроустановок 6 - 750 кВ на підприємствах Міненерго України», Київ, 1999 р.,

ГКД 34.51.101 “Инструкция по выбору изоляции электроустановок”.

При проведении реконструкции РУ с использованием элегазового оборудования для исключения конденсации элегаза его минимальная рабочая температура должна соответствовать абсолютной минимальной температуре (наинижней температуре воздуха в данном регионе, зарегистрированной метеослужбой) окружающего воздуха в месте расположения РУ. Абсолютная минимальная температура региона выбирается согласно СНиП 2.01.01 “Строительная климатология и геофизика” или данным региональной метеорологической службы.

12.4.4 Температура воздуха внутри помещений ЗРУ свыше 40°C недопустима в любое время года. В случае её превышения должны быть приняты меры к понижению температуры оборудования или охлаждению воздуха. Температура в помещении КРУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ) должна быть в пределах требований эксплуатационной технической документации завода-изготовителя.

12.4.5 Должны быть приняты меры, исключающие попадание животных и птиц в помещение ЗРУ и ячейки КРУН.

12.4.6 Покрытие полов должно быть таким, чтобы не происходило образования цементной пыли.

12.4.7 Помещение РУ, в котором установлены ячейки КРУЭ или элегазовые выключатели, а также помещение для их ревизии и ремонта должны быть изолированы от других помещений. Стены, пол и потолок должны быть окрашены пыленепроницаемой краской или выложены кафельной плиткой. Помещения должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией с отсосом воздуха снизу. Воздух приточной вентиляции должен проходить через фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли. Уборка помещений КРУЭ должна производиться мокрым или вакуумным способом.

Помещения с ячейками КРУЭ должны быть оборудованы устройствами, сигнализирующими о недопустимой концентрации элегаза и автоматически включающими приточно-вытяжную вентиляцию. Периодичность проверки данной системы определяется техническим руководителем энергообъекта.

12.4.8 Контроль концентрации элегаза в помещениях КРУЭ и ЗРУЭ должен производиться с помощью специальных галогенных течеискателей* на высоте 10–15 см от уровня пола. В крайней необходимости, в качестве индикатора снижения концентрации кислорода в помещении, можно использовать свечу (лучину и т.п.) на той же высоте от уровня пола. Если свеча не горит, то проводится интенсивная вентиляция помещения. Перед проведением работ в кабельных каналах, углублениях, подвалах, последние необходимо хорошо провентилировать, осуществляя контроль по галогенному течеискателю.

Концентрация элегаза в помещении не должна превышать допустимых санитарных норм.

12.4.9 Помещение ревизии и ремонта элегазового оборудования должно иметь следующие вспомогательные технологические элементы:

- источник сухого сжатого воздуха с давлением 5–6 кгс/см² (0,5–0,6 МПа) для продувки трубок, а также предварительной очистки узлов и деталей в вытяжном шкафу;
- систему местной вентиляции, позволяющей отсасывать газы при их откачке из ремонтируемого оборудования;
- компрессорную установку с поглотительными (адсорбционными) и механическими фильтрами, предназначенную для откачки и перекачки элегаза из ремонтируемого оборудования в баллоны и обратно;
- вакуумный насос и производственный пылесос, выхлоп которых подсоединяется к ёмкости с раствором для нейтрализации продуктов распада элегаза во время горения дуги в дугогасительной камере;
- герметичную емкость из нержавеющей стали для нейтрализации газообразных

продуктов разложения элегаза объемом для 10 – 15 л раствора;

- негерметичную емкость из нержавеющей стали для нейтрализации твердых продуктов разложения элегаза объемом для 20 – 40 л раствора;
- прибор для определения чистоты элегаза;
- прибор для определения влажности (температуры точки росы) элегаза;
- резервуар для сбора загрязненного (отработанного) элегаза.

Нейтрализующий раствор представляет собой раствор NaOH (KOH или Na₂CO₃) в соотношении 0,5 кг на 10л воды. Срок годности раствора – 1 сутки.

К герметической ёмкости с нейтрализующим раствором подсоединяется компрессорная установка при откачке загрязненного элегаза, а также выхлоп пылесоса при чистке внутренних полостей и отдельных деталей от твердых продуктов разложения элегаза.

Негерметичная емкость с раствором предназначается для нейтрализации твердых продуктов разложения элегаза (серый порошок) на деталях, элементах, резиновых уплотнениях, фильтрах-поглотителях коммутационного аппарата или КРУЭ, инструменте, а также для нейтрализации фильтры пылесоса, ветоши и т.д. Ветошь, резиновые уплотнения, фильтры и адсорбент после нейтрализации дальнейшему использованию не подлежат и выбрасываются в отходы. Детали и инструменты после нейтрализации должны промываться проточной водой, после чего они готовы к последующему применению.

При новом заполнении, а также после проведения технического обслуживания чистота элегаза должна быть не менее 95 %, а температура точки росы – не выше минус 15 °С. В процессе эксплуатации температура точки росы не должна превышать минус 10 °С.

Если заполнение коммутационного аппарата или КРУЭ производится из баллона завода-изготовителя, замер чистоты элегаза, а также его влажности не производится.

12.4.10 Между деревьями и токоведущими частями РУ должны быть расстояния, при которых исключена возможность перекрытия токоведущих частей, а также повреждения частей РУ при падении дерева.

* Галогенный течеискатель – прибор, определяющий наличие в воздухе элементов галогенной группы, таких как: элегаз, бор, фреон, хлор и другие.

12.4.11 Кабельные каналы и наземные лотки РУ должны быть закрыты несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов, туннелей, этажей и переходы между кабельными отсеками должны быть уплотнены несгораемым материалом.

Туннели, подвалы, каналы должны содержаться в чистоте, а дренажные устройства обеспечивать беспрепятственный отвод воды.

12.4.12 Маслоприемники, маслосборники, гравийные подсыпки, дренажи и маслоотводы должны поддерживаться в исправном состоянии, а также периодически очищаться и проверяться. Гравийная засыпка при засорении или значительном замасливание должна быть промыта или заменена.

12.4.13 Уровень масла в масляных выключателях, измерительных трансформаторах и вводах должен оставаться в пределах шкалы маслоуказателя при максимальной и минимальной температурах окружающего воздуха.

Масло негерметичных вводов, измерительных трансформаторов наружной установки должно быть защищено от увлажнения и окисления.

Давление масла в герметичных вводах должно соответствовать нагрузочным кривым с учетом высоты установки манометра относительно верхней части ввода.

12.4.14 Распределительные устройства напряжением 3 кВ и выше должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных операций, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, выкатными тележками РУ (КРУ)

и заземляющими ножами. Блокировочные устройства, кроме механических, должны быть постоянно опломбированы.

12.4.15 На столбовых трансформаторных подстанциях, переключательных пунктах и других устройствах, не имеющих ограждений, приводы разъединителей и шкафы щитков низкого напряжения должны быть заперты на замок.

Стационарные лестницы у площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями и также заперты на замок.

12.4.16 Для наложения заземлений в РУ напряжением 3 кВ и выше должны, как правило, применяться стационарные заземляющие ножи. В действующих электроустановках, в которых заземляющие ножи не могут быть установлены по условиям компоновки или конструкции, заземление осуществляется с помощью переносных заземлителей.

Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а заземляющие ножи, как правило, — в черный.

12.4.17 На дверях и внутренних стенках камер ЗРУ, оборудовании ОРУ, наружных и внутренних лицевых частях КРУ, сборках, а также на лицевой и оборотной сторонах панелей щитов должны быть выполнены надписи, указывающие назначение присоединений и их оперативное наименование.

На дверях РУ должен быть предупреждающий знак «СТОЙ НАПРЯЖЕНИЕ».

Сборные и соединительные шины ЗРУ должны иметь окраску, соответствующую расцветке фаз.

На предохранительных щитках и (или) у предохранителей присоединений должны быть надписи, указывающие номинальный ток плавкой вставки.

На металлических частях корпусов высоковольтного оборудования должна быть обозначена расцветка фаз.

12.4.18 В распределительных устройствах в специально отведенных местах должны находиться переносные заземления, защитные и противопожарные средства, а также средства по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев.

Для РУ, обслуживаемых оперативно-выездными бригадами (ОВБ), переносные заземления, средства по оказанию первой помощи, защитные и первичные средства пожаротушения могут находиться у ОВБ.

12.4.19 В распределительных устройствах должны быть предусмотрены ремонтно-технологические шкафы для подключения электрооборудования и механизмов, таких как: сварочные посты, испытательные установки, электролаборатории, электротелескопические вышки и т. д.

12.4.20 Осмотр оборудования РУ без отключения от сети должен быть организован:

- на объектах с постоянным дежурством персонала – не реже одного раза в сутки; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования – не реже двух раз в месяц, предпочтительнее во влажную погоду;

- на объектах без постоянного дежурства персонала – не реже одного раза в месяц, а в трансформаторных и распределительных пунктах – не реже одного раза в 6 месяцев.

При неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололед и т. п.) или усиленном загрязнении на ОРУ, а также после отключения оборудования при коротком замыкании должны быть организованы дополнительные осмотры.

О всех замеченных неисправностях должны быть произведены записи в оперативный журнал и журнал дефектов, а также поставлен в известность вышестоящий оперативный и инженерно-технический персонал.

Неисправности должны быть устранены в кратчайший срок.

Внешний осмотр токопроводов должен проводиться на электростанциях ежедневно. При изменении окраски оболочки токопровода под действием температуры последний должен быть отключен.

Шкафы управления выключателей и разъединителей, верхняя часть которых

расположена на высоте 2 м от поверхности земли и более, должны иметь стационарные площадки обслуживания.

12.4.21 При обнаружении утечек сжатого воздуха у отключенных воздушных выключателей прекращение подачи в них сжатого воздуха должно производиться только после снятия напряжения с выключателей с последующей разборкой схемы разъединителями.

12.4.22 Давление элегаза в выключателях и элементах ячеек КРУЭ должно периодически проверяться по показаниям штатных плотномеров* или манометров.

При контроле давления элегаза при помощи штатного манометра необходимо сравнивать его показания с расчетным давлением элегаза, которое должно соответствовать данной температуре окружающей среды. Такое расчетное давление необходимо определить по кривой состояния элегаза (зависимость давления от температуры), которая приводится в документации завода-изготовителя.

Определение места утечки элегаза производится с помощью галогенного течеискателя.

12.4.23 Шкафы с аппаратурой устройств релейной защиты и автоматики, связи и телемеханики, шкафы управления и распределительные шкафы воздушных выключателей, а также шкафы приводов масляных выключателей, отделителей, короткозамыкателей и двигательных приводов разъединителей, установленные в РУ, должны иметь устройства электроподогрева, включаемые при понижении температуры окружающего воздуха ниже +5°C.

Масляные выключатели должны быть оборудованы устройством электроподогрева масла, включаемых при понижении температуры окружающего воздуха ниже допустимой, указанной в инструкции завода - изготовителя.

12.4.24 Комплектные распределительные устройства 6–10 кВ оснащаются быстродействующей защитой от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ.

12.4.25 Автоматическое управление, защита и сигнализация воздухоприготовительной установки, а также предохранительные клапаны должны систематически проверяться и регулироваться согласно действующим НД.

12.4.26 Осушка сжатого воздуха в компрессорных установках для коммутационных аппаратов осуществляется термодинамическим способом, который является основным способом осушки воздуха.

*Плотномер - дифференциальный манометр с температурной компенсацией, показания которого приведены к температуре +20 °С.

Требуемая степень осушки сжатого воздуха обеспечивается при кратности перепада между номинальным компрессорным и номинальным рабочим давлением коммутационных аппаратов не менее двух для аппаратов с номинальным рабочим давлением 20 кгс/см² (2,0 МПа) и не менее четырех для аппаратов с номинальным рабочим давлением 26 – 40 кгс/см² (2,6 - 4,0 МПа).

Для выключателей серии ВНВ и выключателей – отключателей реакторов типа ВО, воздух которых должен иметь температуру точку росы не выше чем минус 40 °С, дополнительная осушка последнего осуществляется блоками осушки воздуха (БОВ). БОВ устанавливаются после компрессоров, поэтому давление воздуха на выходе с последней ступени компрессоров не должно превышать рабочего давления БОВ.

12.4.27 Влага из всех воздухоборников компрессорного давления 40 - 45 кгс/см² (4,0 - 4,5 МПа) должна удаляться не реже одного раза в 3 суток, а на объектах без постоянного дежурства персонала – по утвержденному графику, но не реже одного раза в месяц.

Днища воздухоборников и спускной вентиль должны быть утеплены и оборудованы устройством электроподогрева, включаемым вручную перед спуском конденсата на время для таяния льда при отрицательных температурах окружающего

воздуха.

Удаление влаги из конденсатосборников групп баллонов давлением 230 кгс/см² (23МПа) должно осуществляться автоматически при каждом запуске компрессоров. Во избежание замерзания влаги нижние части баллонов и конденсатосборники должны быть установлены в теплоизоляционной камере с электроподогревом*.

При использовании БОВ в системе воздухоприготовительной установки удаление влаги из их влагоотделителей должно осуществляться автоматически при каждом запуске компрессоров. Удаление влаги из баллонов и воздухоборников проводится вручную. Периодичность продувки устанавливается на основании опыта эксплуатации, но не реже одного раза в 2 месяца.

Контроль влажности воздуха осуществляется гигрометром, который измеряет температуру точки росы. Проверка степени осушки воздуха на выходе из БОВ должна проводиться один раз в сутки.

12.4.28 Резервуары воздушных выключателей и других аппаратов, а также воздухоборники, баллоны и БОВ должны удовлетворять требованиям ДНАОП 0.00-1.07 “Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением”, а также ДНАОП 0.00-1.13 “Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов”.

Резервуары воздушных выключателей и других аппаратов высокого напряжения, а также адсорберы БОВ регистрации в органах Госназдорхрантруда Украины не подлежат.

Внутренний осмотр резервуаров воздушных выключателей и других аппаратов должен производиться при капитальных ремонтах.

Внутренний осмотр воздухоборников и баллонов компрессорного давления должен проводиться не реже одного раза в 2 года, а гидравлические испытания их – не реже одного раза в 8 лет. При использовании в воздухоприготовительной сети БОВ внутренний осмотр и гидравлические испытания как воздухоборников с баллонами компрессорного давления, так и самих адсорберов БОВ должны проводиться один раз в 10 лет.

Гидравлические испытания резервуаров воздушных выключателей должны проводиться в тех случаях, когда при осмотре обнаруживаются дефекты, вызывающие сомнение в достаточной прочности резервуаров.

Внутренние поверхности резервуаров должны иметь антикоррозионное покрытие.

12.4.29 Сжатый воздух, используемый в воздушных выключателях и приводах других коммутационных аппаратов, должен быть очищен от механических примесей с помощью фильтров, установленных в распределительных шкафах каждого воздушного выключателя или на воздухопроводе, питающем привод каждого аппарата.

*За исключением баллонов, установленных после блоков очистки сжатого воздуха.

После окончания монтажа воздухоприготовительной сети перед первичным наполнением резервуаров воздушных выключателей и приводов других аппаратов должны быть продуты все воздухопроводы.

Для предупреждения загрязнения сжатого воздуха в процессе эксплуатации должны проводиться продувки :

- магистральных воздухопроводов при плюсовой температуре окружающего воздуха – не реже одного раза в 2 месяца;

- воздухопроводов от магистральной сети до распределительного шкафа и от шкафов до резервуаров каждого полюса выключателей и приводов других аппаратов с их отсоединением от аппарата – после каждого среднего и капитального ремонтов аппарата;

- резервуаров воздушных выключателей – после текущих, средних и капитальных ремонтов.

12.4.30 У воздушных выключателей должно периодически проверяться наличие вентиляции внутренних полостей изоляторов (для выключателей, имеющих указатели).

Периодичность проверок должна быть установлена на основании рекомендаций

заводов-изготовителей.

После выпуска сжатого воздуха из резервуаров и хотя бы кратковременного (не менее 8 часов) сообщения с атмосферным воздухом изоляция воздушного выключателя перед включением его в электрическую сеть должна быть просушена согласно методике завода - изготовителя.

12.4.31 Выключатели и их приводы должны быть оборудованы указателями отключенного и включенного положений.

Приводы разъединителей, заземляющих ножей, отделителей, короткозамыкателей и других аппаратов, отделенных от аппаратов стенкой, должны иметь указатели отключенного и включенного положений.

На выключателях со встроенным приводом или с приводом, расположенным в непосредственной близости от выключателя и не отделенным от него сплошным непрозрачным ограждением (стенкой), допускается установка одного указателя – на выключателе или на приводе. На выключателях, наружные контакты которых четко указывают включенное положение, наличие указателя на выключателе и встроенном или не отгороженном стенкой приводе необязательно.

12.4.32 На выключателях-отключателях 750 кВ серии ВО после автоматических безинерционных включений шунтирующего реактора необходимо провести осмотр искрового промежутка “шар – игла” с целью определения повреждения последнего и пригодности его к дальнейшей эксплуатации. Осмотр проводится (без снятия напряжения) оперативным персоналом с земли при помощи бинокля.

Эксплуатация вакуумных выключателей производится в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

12.4.33 Текущий ремонт оборудования РУ, а также проверка его действия (опробование) должны производиться по мере необходимости в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта.

При проведении текущего ремонта высоковольтных выключателей необходимо проводить пофазный подсчет наработки как механического ресурса, так и ресурса по отключению токов короткого замыкания. Особенно это важно для элегазовых выключателей.

При необходимости производится дозаправка выключателя элегазом до номинального давления.

Первый средний ремонт оборудования РУ должен производиться в сроки, указанные в технической документации заводов-изготовителей. Последующие средние ремонты производятся:

- выключателей нагрузки, разъединителей и заземляющих ножей – один раз в 4–8 лет (в зависимости от конструктивных особенностей);
- вакуумных выключателей – согласно требованиям завода-изготовителя;
- масляных выключателей – один раз в 6–8 лет;
- воздушных выключателей – один раз в 4–6 лет;
- элегазовых выключателей – согласно требованиям завода-изготовителя;
- отделителей и короткозамыкателей с открытым ножом и их приводов – один раз в 2–3 года;
- компрессоров – после наработки часов, согласно инструкции завода - изготовителя.

Периодичность последующих средних ремонтов может быть изменена исходя из опыта эксплуатации. Изменение периодичности ремонтов по присоединениям, находящимся в ведении диспетчера энергосистемы, осуществляется по решению или согласованию, в зависимости от ведомственной принадлежности, руководства энергосистемы, а по остальным присоединениям – решением технического руководителя энергообъекта.

При выводе в средний ремонт оборудования РУ (один раз в 6 – 8 лет) вакуумные и

элегазовые выключатели проверяются и испытываются в объеме приемо-сдаточных испытаний вновь вводимого оборудования.

Если некоторые виды оборудования предусматривают капитальный ремонт с полной разборкой и заменой отдельных элементов, тогда такой ремонт проводится по решению технического руководителя энергообъекта на основании требований завода-изготовителя.

После исчерпания ресурса должен производиться капитальный ремонт оборудования РУ независимо от продолжительности его эксплуатации.

12.4.34 В межремонтный период на РУ должен проводиться тепловизионный контроль контактных соединений оборудования, сборных и соединительных шин, а также проводов и тросов ВЛ при помощи тепловизора с разрешающей способностью не менее 0,1 °С.

При нагреве контактных соединений необходимо проводить ревизию болтовых контактных соединений с измерениями и проверками в соответствии с РД 34.20.302, а прессуемые и сварные контактные соединения необходимо заменить.

12.4.35 Испытания и проверка электрооборудования РУ должны быть организованы в соответствии с РД 34.20.302.

12.5 Аккумуляторные установки

12.5.1 При эксплуатации аккумуляторных установок должны быть обеспечены их длительная надежная работа и необходимый уровень напряжения на шинах постоянного тока в нормальных и аварийных режимах. В аварийных режимах аккумуляторные батареи (АБ) должны обеспечить работу оборудования в течение не менее одного часа с необходимым уровнем напряжения.

12.5.2 При приемке вновь смонтированной или вышедшей из капитального ремонта аккумуляторной батареи должны быть проверены:

- качество электролита по результатам анализа проб, взятым в конце контроля заряда;
- плотность электролита, приведенная к температуре 20 °С;
- ёмкость батареи после 10-часового разряда, приведенная к температуре 20 °С;
- напряжение элементов в конце заряда и разряда;
- величина переходного сопротивления межэлементных перемычек;
- сопротивление изоляции батареи относительно земли.

Батареи должны вводиться в эксплуатацию после достижения ими 100% номинальной ёмкости.

12.5.3 Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда. Для батарей типа СК напряжение подзаряда должно составлять $(2,2 \pm 0,05)$ В на элемент, для батарей типа СН – $(2,18 \pm 0,04)$ В на элемент, для батарей Vb VARTA – $(2,23В \times n)$, где n – количество аккумуляторов, при этом отклонение напряжения на отдельных элементах должно составлять не более +0,1 В, -0,05 В. Для других типов АБ напряжение подзаряда на элемент должно соответствовать требованиям завода-изготовителя.

Подзарядная установка должна обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах батареи с отклонениями, не превышающими установленные заводом-изготовителем батареи, но не более 2 % номинального напряжения. Оптимальные уровни напряжения и тока подзаряда устанавливаются местной инструкцией с учетом индивидуальных свойств каждой батареи.

Дополнительные элементы батареи, не используемые в работе постоянно, должны иметь отдельное устройство подзаряда и эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда.

12.5.4 Кислотные батареи должны эксплуатироваться без тренировочных разрядов и периодических уравнительных перезарядов. Не реже одного раза в год должен быть проведен уравнительный заряд батареи типа СК напряжением 2,3–2,35 В на элемент до

достижения установившегося значения плотности электролита во всех элементах 1,2–1,21 г/см³ при температуре 20 °С. Продолжительность уравнивающего заряда зависит от состояния батареи и должна быть не менее 6 ч.

Уравнивательные заряды батарей типа СН проводятся при напряжении 2,25–2,4 В на элемент после доливки воды до уровня 35–40 мм над предохранительным щитком (при снижении уровня электролита до 20 мм над предохранительным щитком) до достижения плотности электролита 1,235–1,245 г/см³ при температуре 20 °С.

Продолжительность уравнивающего заряда ориентировочно составляет: при напряжении 2,25 В – 30 суток, при 2,4 В – 5 суток.

При наличии в батарее единичных аккумуляторов с пониженным напряжением и сниженной плотностью электролита (отстающие аккумуляторы), для них может проводиться дополнительный уравнивательный заряд от отдельного выпрямительного устройства.

Для других типов АБ уравнивательный заряд выполняется в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

12.5.5 Контрольный разряд батареи СК и СН для определения их фактической ёмкости (в пределах номинальной ёмкости) на электростанциях должен выполняться один раз в 1-2 года.

При работе АБ типа СК на подстанциях, гидростанциях или ОРУ электростанций в режиме мощных толковых нагрузок проверка работоспособности батареи по падению напряжения при кратковременных (не более 5 с) разрядах током 1,5-2,5 тока одночасового разряда (толковым током) выполняется один раз в 2-3 года. Напряжение полностью заряженного исправного аккумулятора при этом не должно снижаться более чем на 0,4 В от напряжения в момент, предшествующий толчку тока.

В тех случаях, когда число элементов аккумуляторной батареи недостаточно, чтобы обеспечить напряжение на шинах в конце разряда в заданных пределах, допускается снижать на 50–70 % номинальную ёмкость или осуществлять разряд батареи по частям.

Значение тока разряда каждый раз должно быть одно и то же. Результаты измерений при контрольных разрядах должны сравниваться с результатами измерений предыдущих разрядов. Заряжать и разряжать батарею допускается током, значение которого не выше максимального для данной батареи. Перед контрольным разрядом необходимо провести уравнивательный заряд батареи.

Контрольные разряды батарей Vb VARTA для аккумуляторных батарей АЭС выполняются один раз в три года, для аккумуляторных батарей ТЭС, ТЭЦ и других энергообъектов – не реже одного раза в пять лет.

Для батарей других типов проверка работоспособности батареи выполняется согласно документации завода-изготовителя.

Температура электролита при заряде аккумуляторов не должна превышать 40 °С для батарей типа СК и 35 °С - для батарей типа СН. При превышении указанной температуры зарядный ток необходимо снизить. Для других типов аккумуляторных батарей температура электролита не должна превышать значений, указанных в документации завода-изготовителя.

Проведение контрольных разрядов и проверка батарей толковым током должна выполняться по утвержденной в установленном порядке программе.

12.5.6 Приточно-вытяжная вентиляция помещения аккумуляторной батареи на электростанциях должна быть включена перед началом заряда батареи и отключена после полного удаления газов, но не раньше чем через 1,5 ч после окончания заряда.

Порядок эксплуатации системы вентиляции в помещениях аккумуляторных батарей с учетом конкретных условий должен быть определен местной инструкцией.

12.5.7 После аварийного разряда батареи на электростанции последующий ее заряд до ёмкости, равной 90 % номинальной, должен быть осуществлен не более чем за 8 ч. При этом напряжение на аккумуляторах может достигать 2,5–2,7 В на элемент.

12.5.8 При применении выпрямительных устройств для подзаряда и заряда аккумуляторных батарей цепи переменного и постоянного тока должны быть связаны через разделительный трансформатор.

Во время эксплуатации аккумуляторной батареи должен осуществляться автоматический контроль:

- сопротивления изоляции;
- уровня напряжения на шинах постоянного тока;
- тока подзаряда аккумуляторной батареи;
- отключения аккумуляторной батареи;
- целостности цепи «аккумуляторная батарея – щит постоянного тока»
- отключения выпрямительного устройства.

Коэффициент пульсации на шинах постоянного тока не должен превышать допустимых значений по условиям питания устройств РЗА, управления и систем автоматизации технологического процесса. Измерение пульсации постоянного напряжения подзарядных устройств необходимо проводить в сроки, установленные инструкциями по эксплуатации соответствующих типов устройств.

12.5.9 Напряжение на шинах постоянного тока, питающих цепи управления, устройства релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики, в нормальных эксплуатационных условиях допускается поддерживать на 5 % выше номинального напряжения электропотребителей.

Все сборки и кольцевые магистрали постоянного тока должны быть обеспечены резервным питанием.

12.5.10 Сопротивление изоляции аккумуляторной батареи измеряется не реже одного раза в 3 месяца и в зависимости от номинального напряжения должно иметь значения, приведенные в таблице 12.6.

Таблица 12.6

Напряжение аккумуляторной батареи, В	220	110	60	48	24
Сопротивление изоляции, не менее, кОм	100	50	30	25	15

Устройство для контроля изоляции на шинах постоянного оперативного тока должно действовать на сигнал при снижении сопротивления изоляции одного из полюсов до уставки 20 кОм в сети 220 В, 10 кОм в сети 110 В, 6 кОм в сети 60 В, 5 кОм в сети 48 В, 3 кОм в сети 24 В.

В условиях эксплуатации сопротивление изоляции сети постоянного тока должно быть не ниже двукратного значения указанной уставки устройства для контроля изоляции.

12.5.11 При срабатывании устройства сигнализации в случае снижения уровня изоляции относительно земли в цепи оперативного тока должны быть немедленно приняты меры к устранению неисправностей. При этом производство работ без снятия напряжения в этой сети, за исключением поисков места повреждения изоляции, запрещается.

12.5.12 Анализ электролита кислотных аккумуляторных батареи СК и СН должен производиться со всех элементов после года эксплуатации и ежегодно по пробам, взятым из контрольных элементов. Количество контрольных элементов должно быть установлено техническим руководителем энергообъекта в зависимости от состояния батареи, но не менее 10 % от их количества в батарее. Контрольные элементы должны ежегодно меняться. При контрольном разряде пробы электролита должны отбираться в конце разряда. Анализ электролита батарей Vb VARTA не производится, достаточным является проверка плотности электролита.

Электроды в аккумуляторах должны быть полностью погружены в электролит. Уровень электролита в аккумуляторах типа СК необходимо поддерживать на 1,0-1,5 см выше верхнего края электродов.

Уровень электролита в аккумуляторах СН должен быть в пределах от 20 до 40 мм

над предохранительным щитком. Если доливка производится при снижении уровня до минимального, тогда необходимо провести уравнивающий заряд.

Для доливки должна применяться дистиллированная вода, проверенная на отсутствие хлора и железа. Допускается использование парового конденсата, удовлетворяющего требованиям Государственного стандарта на дистиллированную воду.

Для уменьшения испарения баки аккумуляторных батарей типов СН и СК должны накрываться пластинами из стекла или другого прозрачного изоляционного материала, не вступающего в реакцию с электролитом. Использование масла для этой цели запрещается.

12.5.13 Температура в помещении аккумуляторной батареи на уровне расположения аккумуляторов должна поддерживаться не ниже 10 °С. На подстанциях без постоянного дежурства персонала и в случаях, если емкость батареи выбрана и рассчитана с учетом понижения температуры, допускается понижение температуры до 5 °С.

Для батарей Vb VARTA эксплуатация при температуре выше 20 °С ведет к уменьшению срока службы. Повышение температуры на 10 °С сокращает срок службы вдвое, а на 20 °С – до четверти номинального срока службы батареи. С учетом этих условий должна поддерживаться температура в помещении АБ.

12.5.14 На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть надписи “Аккумуляторная”, “Огнеопасно”, “Курение запрещается”.

12.5.15 При эксплуатации аккумуляторных батарей должны проводиться следующие виды технического обслуживания:

- осмотры (текущие и инспекторские);
- профилактический контроль;
- профилактическое восстановление (ремонт).

Периодичность и объемы технического обслуживания аккумуляторных батарей должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта.

Текущие осмотры аккумуляторных батарей должен проводить персонал, обслуживающий батарею. В установках с постоянным дежурным персоналом такой осмотр необходимо делать один раз в сутки, а в установках без постоянного дежурного персонала – во время осмотра другого оборудования установки по специальному графику, но не реже одного раза в 10 дней.

Измерения напряжения и плотности электролита во всех элементах АБ СК и СН а также температуры электролита в контрольных элементах должны выполняться не реже одного раза в месяц.

Измерения напряжения и плотности электролита во всех элементах батарей Vb VARTA должны выполняться один раз в год. В случае отклонения напряжения на отдельных аккумуляторах на величину более допустимой, их следует проверять ежемесячно, а при отклонении напряжения и плотности электролита на величину более допустимого значения, их следует заменить. Контроль плотности электролита на контрольных элементах должен выполняться ежемесячно.

12.5.16 Обслуживание аккумуляторных установок на электростанциях и подстанциях должно быть возложено на аккумуляторщика или специально обученного электромонтера. На каждой аккумуляторной установке должен быть журнал для записи результатов осмотров и профилактического контроля, параметров режима работы батареи и объемов проведенных работ.

12.5.17 Техническое обслуживание щитов постоянного тока следует проводить один раз в 6-8 лет, включая ревизию контактных соединений, поверку сечения соединительных перемычек и сборных шин.

Техническое обслуживание автоматических выключателей щитов постоянного тока следует проводить один раз в 6 лет.

12.5.18 Персонал, обслуживающий аккумуляторную установку, должен быть обеспечен:

- приборами для контроля напряжения отдельных элементов батареи, плотности и

температуры электролита;

- специальной одеждой и специальным инвентарем согласно типовой инструкции.

12.5.19 Ремонт аккумуляторных батарей СК и СН должен производиться по мере необходимости. Капитальный ремонт с заменой электродов следует проводить, как правило, через 15-20 лет эксплуатации. Ремонт аккумуляторной батареи производится при снижении ее фактической емкости до 80 % и более. Если емкость АБ типа Vb VARTA составляет менее 80% от номинальной емкости, это означает, что срок службы батареи истек.

12.5.20 Батареи с кислотными аккумуляторами закрытого исполнения других типов, а также с щелочными аккумуляторами должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

12.6 Конденсаторные установки

12.6.1 При эксплуатации конденсаторных установок должны проводиться техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их длительной и надежной работы.

12.6.2 Управление режимом работы конденсаторной установки должно быть автоматическим, если при ручном управлении невозможно обеспечить требуемое качество электроэнергии.

Конденсаторная установка (конденсаторная батарея или ее секция) должна включаться при понижении напряжения ниже номинального и отключаться при повышении напряжения до 105-110 % номинального.

12.6.3 Допускается работа конденсаторной установки при напряжении 110 % номинального и с перегрузкой по току до 130 % за счет повышения напряжения и содержания в составе тока высших гармонических составляющих.

12.6.4 Если напряжение на выводах единичного конденсатора превышает 110 % его номинального напряжения, эксплуатация конденсаторной установки запрещается.

12.6.5 Температура окружающего воздуха в месте закрытой установки конденсаторов должна быть не выше верхнего значения, указанного в инструкции по эксплуатации конденсаторов. При превышении этой температуры должны быть приняты меры, усиливающие эффективность вентиляции. Если в течение 1 ч не произошло понижения температуры, конденсаторная установка должна быть отключена.

12.6.6 Не допускается включение конденсаторной установки при температуре конденсаторов ниже минус 40 °С.

Включение конденсаторной установки разрешается лишь после повышения температуры конденсаторов (окружающего воздуха) до указанного значения и выдержки их при этой температуре в течение времени, указанного в инструкции по их эксплуатации.

12.6.7 Если токи в фазах различаются более чем на 10 %, работа конденсаторной установки запрещается.

12.6.8 При отключении конденсаторной установки повторное ее включение допускается не ранее чем через 5 мин после отключения.

12.6.9 Включение конденсаторной установки, отключившейся действием защит, разрешается после выяснения и устранения причины, вызвавшей ее отключение.

12.6.10 Включение и отключение конденсаторных установок с помощью разъединителей запрещается.

12.6.11 Запрещается эксплуатировать конденсаторы при следующих дефектах:

- вспучивании стенок конденсаторов;
- капельной течи пропиточной жидкости;
- повреждении изолятора;
- пробое между обкладками.

12.6.12 Конденсаторы с пропиткой синтетической жидкостью на основе трихлордифенила должны иметь на корпусе около таблички с техническими данными

отличительный знак в виде равностороннего треугольника желтого цвета со стороной 40 мм.

При обслуживании этих конденсаторов должны быть приняты меры, предотвращающие попадание трихлордифенила в окружающую среду.

Поврежденные конденсаторы до их уничтожения должны храниться в специально оборудованных герметических контейнерах.

Уничтожение (захоронение) или утилизация поврежденных конденсаторов с пропиткой трихлордифенилом должно производиться централизованно на специально оборудованном полигоне по согласованию с санитарно-эпидемиологическими станциями.

12.6.13 Осмотр конденсаторной установки без отключения производится в следующие сроки:

- на объектах с постоянным дежурством персонала – не реже одного раза в 1 неделю, а в случаях повышения напряжения на зажимах конденсаторов или температуры окружающего воздуха до значений, близким к наивысшим допустимым, осмотр производится не реже одного раза в 1 сутки;

- на объектах без постоянного дежурства персонала – не реже одного раза в 1 месяц.

12.6.14 Средний ремонт конденсаторных установок должен проводиться по мере необходимости в зависимости от их технического состояния.

Текущие ремонты конденсаторных установок должны проводиться ежегодно.

12.6.15 Профилактические испытания конденсаторных установок должны быть организованы в соответствии с действующими нормами испытания электрооборудования и инструкциями заводов-изготовителей.

12.7 Воздушные линии электропередачи

12.7.1 Эксплуатация воздушных линий электропередачи (ВЛ) должна предусматривать проведение технического обслуживания, ремонтов и аварийно-восстановительных работ, направленных на обеспечение надежной работы ВЛ.

12.7.2 При выдаче технического задания на проектирование ВЛ (сооружение, реконструкцию, капитальный ремонт или модернизацию) Заказчик должен предоставить проектной организации необходимые данные о фактических условиях в зоне прохождения ВЛ и требовать их учета в проектной документации.

12.7.3 При сооружении (реконструкции или модернизации) ВЛ Заказчик должен организовать технический надзор за строительными и монтажными работами, проверяя их соответствие утвержденной технической документации. При этом особое внимание следует уделять контролю за качеством выполнения скрытых работ, соблюдением требований согласованной и утвержденной проектной документации в установленном порядке согласно ДБН-А.3.1-2, ДБН-А.2.2-3 и ДБН-А.3.1-5, не допускать ввод ВЛ в эксплуатацию с нарушением установленных правил.

12.7.4 Приемку ВЛ в эксплуатацию следует проводить согласно действующему документу “Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше” и СНиП 3.01.04-87 “Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения”.

12.7.5 Техническое обслуживание проводится с целью поддержания работоспособности ВЛ и предохранения ее элементов от преждевременного износа и достигается выполнением профилактических проверок и измерений, устранением повреждений и неисправностей.

При капитальном ремонте ВЛ необходимо выполнить комплекс мероприятий, направленных на поддержание или восстановление начальных эксплуатационных характеристик ВЛ, что достигается ремонтом изношенных деталей и элементов или заменой их более надежными и экономичными, которые улучшают эксплуатационные характеристики линии.

Объем и периодичность работ, которые подлежат выполнению при техническом обслуживании и капитальном ремонте, определяются:

- ГКД 34.20.502-97 “Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище”;
- ГКД 34.20.503 “Методические указания по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-20 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов напряжением 6-20 кВ”;
- ГКД 34.21.661 “Перелік робіт з технічного обслуговування електричних мереж напругою 220-750 кВ і норми періодичності їх капітального ремонту”.

При этом следует учитывать конкретные условия эксплуатации обслуживаемых ВЛ.

12.7.6 Аварийно-восстановительные работы необходимо выполнять безотлагательно при возникновении аварийной ситуации.

12.7.7 Техническое обслуживание и ремонтные работы целесообразно проводить комплексным методом, когда одной или несколькими бригадами выполняется одновременно полный объем работ на линии с максимально возможным сокращением продолжительности отключения ВЛ. Работы могут проводиться с отключением линии, одной фазы (пофазный ремонт) и без снятия напряжения. Однако при этом определяющим является безопасность проведения работ.

12.7.8 Техническое обслуживание, ремонтные и аварийно-восстановительные работы на ВЛ должны выполняться с использованием специальных машин, механизмов, транспортных средств, такелажа, оснастки, инструмента и приспособлений.

Средства механизации должны быть укомплектованы в соответствии с утвержденными нормативами и размещены на ремонтно-производственных базах (РПБ), и ремонтно-эксплуатационных пунктах (РЭП). Для проведения аварийно-восстановительных работ, кроме этого, должны быть созданы аварийные запасы материалов и оснастки.

Бригады, выполняющие работы на ВЛ, должны быть оснащены средствами связи с РПБ и диспетчерскими пунктами.

12.7.9 Для хранения информации о ВЛ, обеспечения оперативного ее получения, диагностики состояния ВЛ, а также, при необходимости, оперативной коррекции периодичности и объема профилактических и капитальных ремонтов отдельных линий, целесообразно оснастить эксплуатирующие структуры персональными компьютерами с пакетом соответствующих программ.

12.7.10 Для обеспечения нормальных условий эксплуатации ВЛ необходимо соблюдать правила охраны электрических сетей и условия проведения работ в пределах охранных зон ВЛ.

Руководство организации, которая эксплуатирует электрические сети, должно обеспечить:

- вручение местной исполнительной власти, руководителям сельскохозяйственных структур и лесных хозяйств, руководителям транспортных хозяйств и собственникам земель, через территорию которых проходят ВЛ, а также руководителям предприятий, организаций и учреждений, которые размещены рядом с охранными зонами, уведомление о требованиях к охране электрических сетей и условий проведения работ в пределах охранных зон электрических сетей;
- информирование населения через средства массовой информации, учебные заведения, общественные организации об опасности, которую представляют линии электропередач, а также об убытках, к которым приводит их отключение;
- заказ издательствам, телерадиокомпаниям на издание плакатов, на выпуск кино-, теле-, видеофильмов по вопросам соблюдения соответствующих требований;
- контроль за сохранением плакатов, сигнальных знаков, светоограждений, установленных на ВЛ и на пересечениях линий с дорогами, судоходными каналами и водохранилищами.

Работы в охранных зонах, которые проводятся с нарушением правил охраны электрических сетей, должны быть приостановлены. Лица, нарушившие эти правила, должны привлекаться к ответственности в установленном порядке.

12.7.11 Вдоль ВЛ, которые проходят через лесные массивы и зеленые насаждения, необходимо поддерживать соответствующей ширины просеки и периодически проводить в них обрезку деревьев и кустарников. Вырубку многолетних насаждений следует проводить после оформления лесорубочного билета согласно действующему законодательству.

Работы по ликвидации аварийных ситуаций разрешается проводить без оформления надлежащего разрешения, но с последующим уведомлением об их выполнении.

ВЛ напряжением 10, 20 кВ, выполненные из одножильных самонесущих изолированных проводов, отличаются меньшими расстояниями между проводами и соответственно меньшей шириной просеки.

Для ВЛ на напряжение до 1000 В с самонесущими изолированными проводами просеки не требуется. При этом также не нормируется расстояние от проводов до деревьев и других насаждений. Производится рубка отдельных деревьев, создающих угрозу для изолированных проводов линии.

Трасса ВЛ должна содержаться в пожаробезопасном состоянии согласно правилам охраны электрических сетей и ПУЭ.

12.7.12 На участках ВЛ, подверженных интенсивному загрязнению и при необходимости, следует проводить очистку (обмывку) изоляции или замену загрязненных изоляторов.

В зонах интенсивных загрязнений изоляции птицами и местах их массовых гнездований должны применяться специальные устройства, исключающие посадку птиц над гирляндами или отпугивающие их.

12.7.13 При эксплуатации ВЛ в пролетах пересечения действующих линий с другими ВЛ в том числе с самонесущими изолированными проводами и линиями связи допустимое количество соединений проводов и тросов на пересекаемых ВЛ определяется согласно ПУЭ.

12.7.14 С целью защиты ВЛ от внешних факторов, организация, эксплуатирующая электрические сети, должна следить за содержанием в исправном состоянии:

- сигнальных знаков, установленных в местах пересечения ВЛ с судоходными и сплавными реками, водоемами, каналами и озерами, по согласованию с бассейновыми управлениями водного пути (управления каналов);
- сигнального освещения и дневного маркирования опор ВЛ на приаэродромных территориях и воздушных трассах согласно законодательству, регулиющему использование воздушного пространства Украины;
- дорожных знаков ограничения габаритов, которые устанавливаются на пересечении ВЛ с автомобильными дорогами;
- постоянных знаков, установленных на опорах в соответствии с проектом ВЛ и требованиями НД;
- защиты опор от повреждения в местах, где возможны потоки воды, ледоходы и др.;
- защиты опор, установленных возле автомобильных дорог.

Установка и обслуживание таких знаков проводятся организациями, в ведении которых находятся объекты по которым проходят ВЛ.

12.7.15 При эксплуатации ВЛ необходимо следить за исправностью дорожных знаков, установленных на пересечении ВЛ напряжением 330 кВ и выше с автомобильными дорогами, которые запрещают остановку транспорта в охранных зонах таких ВЛ.

Установка и обслуживание таких знаков проводится организациями, в ведении которых находятся автомобильные дороги.

12.7.16 При параллельном прохождении линий протяженностью более 2 км для ВЛ напряжением 220 кВ и выше необходимо оценить уровень взаимовлияния и разработать соответствующие мероприятия по предотвращению нежелательных последствий, которые могут сказываться на работе устройств защиты и автоматики, коммутационных аппаратов и уровне коммутационных перенапряжений.

12.7.17 При эксплуатации ВЛ необходимо проводить периодические и внеочередные осмотры линий. График периодических осмотров утверждает технический руководитель организации, которая эксплуатирует электрические сети.

Периодичность осмотров ВЛ должна быть не реже одного раза в 1 год по всей длине ВЛ. Кроме того, должны проводиться выборочные осмотры инженерно-техническим персоналом, включая все участки линий, подлежащие капитальному ремонту.

При необходимости по решению технического руководителя проводятся осмотры ВЛ в ночное время.

Верховые осмотры с выборочной проверкой состояния проводов и тросов в зажимах и дистанционных распорках ВЛ напряжением 35 кВ и выше или их участков, имеющих срок службы 20 лет и более, или проходящих в зонах интенсивного загрязнения, а также по открытой местности, должны производиться не реже одного раза в 5 лет; на остальных ВЛ 35кВ и выше (участках линий) не реже одного раза в 10 лет.

На ВЛ напряжением 0,4-20 кВ верховые осмотры должны проводиться при необходимости.

12.7.18. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков необходимо проводить:

- при образовании на проводах и тросах гололеда;
- во время колебаний (пляски) проводов и тросов;
- во время ледохода, разлива рек, при лесных и степных пожарах, а также при других стихийных явлениях;
- после отключения ВЛ защитами, и неуспешном АПВ, в случае успешного АПВ – по мере необходимости.

12.7.19 На ВЛ должны выполняться следующие профилактические проверки и измерения:

- проверка состояния трасс ВЛ, стрел провеса проводов и тросов, расстояний от проводов до различных объектов;
- проверка состояния опор;
- проверка ветровых связей опор;
- выборочная проверка состояния фундаментов опор;
- проверка состояния покрытия опор от коррозии;
- контроль появления поражений коррозией элементов металлических опор;
- контроль появления трещин, раковин и отслоений в стволах железобетонных опор;
- проверка тросовых оттяжек (поражения коррозией, тяжения, закрепления в грунте);
- проверка и испытания линейной изоляции (кроме ВЛ на напряжение до 1000 В);
- проверка линейной арматуры, проводов и тросов;
- проверка болтовых соединений проводов и тросов;
- проверка заземляющих устройств и измерение их сопротивления;
- проверка ограничителей перенапряжения, разрядников и защитных промежутков.

При переходе ВЛ через водное пространство необходимо проверять состояние надводной и подводной частей фундаментов.

На ВЛ 110-330 кВ с волоконно-оптическим кабелем, вмонтированным в грозозащитный трос ОКГТ, при осмотре необходимо также проверить:

- расстояние от ОКГТ до проводов;
- заземляющих спусков арматуры ОКГТ;
- отсутствие повреждений кабеля в местах крепления зажимов.

На линиях с самонесущими изолированными проводами дополнительно производятся следующие проверки и измерения:

- проверка состояния изоляции проводов;
- проверка состояния поддерживающих зажимов;
- проверка наличия и состояния защитных кожухов на соединительных и ответвительных зажимах ВЛ напряжением до 1000 В;
- измерение сопротивления изоляции ВЛ напряжением до 1000 В.

Измерение сопротивления петли “фаза-нуль” на воздушных линиях напряжением до 1000 В необходимо проводить при приемке их в эксплуатацию, в дальнейшем – при подключении новых потребителей и выполнении работ на ВЛ, вызывающих изменения этого сопротивления.

Во время приемки ВЛ в эксплуатацию все соединения проводов и тросов должны быть проверены визуально и на соответствие геометрических размеров.

12.7.20 Результаты проверок и измерений на ВЛ оформляются протоколами.

Выявленные дефекты, которые требуют срочного устранения, заносятся в журнал дефектов, а при наличии автоматизированной системы – в соответствующие базы данных. На основании анализа выявленных дефектов принимаются решения о сроках их устранения.

12.7.21 Для выявления дефектных фарфоровых изоляторов и контактных соединений ВЛ под рабочим напряжением рекомендуется применять портативные тепловизоры.

Контроль линейной изоляции следует проводить не раньше чем через 5-6 ч после подачи напряжения на ВЛ.

Контроль контактных соединений необходимо проводить во время нагрузки на ВЛ не менее 30-40 % номинальной.

12.7.22 При введении в работу новых линий напряжением 6-35 кВ необходимо провести проверку симметричности емкостей отдельных фаз. В случае необходимости разработать и внедрить мероприятия по симметрированию фаз.

Проверка симметричности емкостей фаз проводится также после проведения работ на ВЛ, которые могли привести к нарушению симметричности (реконструкция линии, замена или перестановка конденсаторов связи).

12.7.23 На участках трасс ВЛ напряжением 330 кВ и выше, где возможно пребывание людей, необходимо провести измерение напряженности электрического поля с целью выявления зон влияния с напряженностью выше 5 кВ/м.

Измерения напряженности электрического поля проводятся на высоте 1,8 м от поверхности земли.

В местах с напряженностью электрического поля выше 5 кВ/м необходимо принять меры по защите от влияния электрического поля.

12.7.24 На ВЛ напряжением выше 1000 В, подверженных интенсивному гололедообразованию, должна предусматриваться плавка гололеда электрическим током.

При возникновении условий для образования гололеда необходимо контролировать процесс гололедообразования на ВЛ и обеспечивать своевременное введение устройств плавки гололеда.

Информацию об образовании гололеда получают от местных подразделений Госкомгидромета Украины, дополняя ее данными метеопостов энергопредприятий в контрольных точках ВЛ. Плавка гололеда на грозозащитных тросах с волоконно-оптическим кабелем не предусматривается.

12.7.25 Решение на проведение капитального ремонта ВЛ принимает технический руководитель организации, эксплуатирующей электрические сети, на основании технического состояния.

Капитальный ремонт ВЛ на деревянных опорах следует проводить не реже одного раза в 5 лет, ВЛ на металлических и железобетонных опорах – не реже одного раза в 10

лет.

Капитальный ремонт участков ВЛ проводится с расчетом ремонта всей ВЛ за межремонтный период.

Работы, проведенные на линии во время капитального ремонта, оформляются записью в журнале учета работ и вносятся соответствующие изменения и дополнения в паспорт ВЛ.

12.7.26 Конструктивные изменения опор и других элементов ВЛ, а также способ закрепления опор в грунте должны выполняться только при наличии технического обоснования и решения проектного института, технической документации и с разрешения технического руководителя организации, которая эксплуатирует электрические сети.

12.7.27 Плановые работы на ВЛ и работы по предупреждению и ликвидации нарушений (аварий) необходимо проводить с соблюдением правил охраны электрических сетей.

Работы на ВЛ, проходящих по сельскохозяйственным угодьям, должны проводиться с учетом требований Земельного кодекса Украины.

Работы по предотвращению нарушений в работе ВЛ и ликвидации последствий таких нарушений могут производиться в любое время года без согласования с землепользователями, но с уведомлением их о проводимых работах, в десятидневный срок после их начала.

После выполнения указанных работ организация, которая эксплуатирует электрические сети, должна привести земельные угодья в состояние пригодное для их дальнейшего использования по назначению, а также возместить землепользователям (или собственникам земли) убытки, нанесенные во время проведения работ.

12.7.28 Организации, эксплуатирующие ВЛ с совместной подвеской проводов, должны проводить плановые ремонты в согласованные сроки. В аварийных случаях ремонтные работы должны проводиться с предварительным уведомлением другой стороны (владельца линии или проводов).

12.7.29 Для определения мест повреждения ВЛ напряжением 110 кВ и выше, а также мест междуфазных замыканий на ВЛ 6-35 кВ, на электростанциях и подстанциях должны быть установлены устройства, фиксирующие место повреждения. На ВЛ напряжением 6-35кВ с отпайками должны быть установлены указатели поврежденного участка.

Организации, которые эксплуатируют электрические сети, должны быть оснащены переносными приборами для определения мест замыкания на землю ВЛ 6-35 кВ.

12.8 Силовые кабельные линии

12.8.1 При эксплуатации силовых кабельных линий должны проводиться техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

12.8.2 Для каждой кабельной линии при вводе в эксплуатацию должны быть установлены наибольшие допустимые токовые нагрузки. Нагрузки должны быть определены по участку трассы с наихудшими тепловыми условиями, если длина участка составляет не менее 10 м. Повышение этих нагрузок допускается на основе тепловых испытаний при условии, что нагрев жил не будет превышать допустимых значений согласно требований технических условий и НД. При этом нагрев кабелей должен проверяться на участках трасс с наихудшими условиями охлаждения.

12.8.3 В кабельных сооружениях должен быть организован систематический контроль за тепловым режимом работы кабелей, температурой воздуха и работой вентиляционных устройств.

Температура воздуха внутри кабельных туннелей, каналов и шахт в летнее время должна быть выше температуры наружного воздуха не более чем на 10 °С.

12.8.4 На период ликвидации послеаварийного режима допускается перегрузка по току для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение до 10 кВ включительно – на 30 %, для кабелей с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлоридного

пластика – на 15%, для кабелей из резины и вулканизированного полиэтилена – на 18 % длительно допустимой нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток, но не более 100 ч в год, если нагрузка в остальные периоды не превышает длительно допустимой.

Для кабелей, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузка по току не должна превышать 10 %.

Перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 20 и 35 кВ запрещается.

Перегрузка кабельных линий на напряжение 110 кВ и выше зависит от конструкции кабеля, числа параллельно проложенных кабелей, условий прокладки (грунт, воздух или вода) и должна регламентироваться расчетом при проектировании, а также данными завода-изготовителя.

12.8.5 Для каждой маслonaполненной линии или ее секции напряжением 110 кВ и выше в зависимости от профиля линии должны быть установлены пределы допустимых изменений давления масла согласно требований завода-изготовителя. При отклонениях от них кабельная линия должна быть отключена, её включение разрешается только после выявления и устранения причин нарушений.

12.8.6 Пробы масла из маслonaполненных кабельных линий и пробы жидкости из муфт кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ и выше должны отбираться перед включением новой линии в работу, а во время эксплуатации - в соответствии с требованиями завода-изготовителя и графика, утвержденного техническим руководителем энергопредприятия.

12.8.7 При сдаче в эксплуатацию кабельных линий на напряжение свыше 1000 В кроме документации, предусмотренной СНиП 3.01.04 и отраслевыми правилами приемки, должны быть оформлены и переданы энергообъекту:

- исполнительный чертеж трассы с указанием мест установки соединительных муфт, выполненный в масштабах 1:200 или 1:500 в зависимости от развития коммуникаций в данном районе трассы;

- скорректированный проект кабельной линии, который для кабельных линий на напряжение 110 кВ и выше должен быть согласован с эксплуатирующей организацией и, в случае изменения марки кабеля, – с заводом-изготовителем и эксплуатирующей организацией;

- чертеж профиля кабельной линии в местах пересечения с дорогами и другими коммуникациями для кабельных линий на напряжение 35 кВ и для особо сложных трасс кабельных линий на напряжение 6–10 кВ;

- акты состояния кабелей на барабанах и, в случае необходимости, протоколы разборки и осмотра образцов (для импортных кабелей разборка обязательна);

- кабельный журнал;

- инвентарная опись всех элементов кабельной линии;

- акты строительных и скрытых работ с указанием пересечений и сближений кабелей со всеми подземными коммуникациями;

- акты на монтаж кабельных муфт;

- акты приемки траншей, блоков, труб, каналов под монтаж;

- акты на монтаж устройств по защите кабельных линий от электрохимической коррозии, а также результаты коррозионных испытаний в соответствии с проектом;

- протокол измерения сопротивления изоляции и испытания изоляции кабельной линии повышенным напряжением после прокладки;

- акты осмотра кабелей, проложенных в траншеях и каналах, перед закрытием;

- протокол прогрева кабелей на барабанах перед прокладкой при температурах ниже нуля;

- акт проверки и испытания автоматических стационарных установок, систем пожаротушения и пожарной сигнализации.

Кроме перечисленной документации при приемке в эксплуатацию кабельной линии напряжением 110 кВ и выше монтажной организацией должны быть дополнительно переданы энергообъекту:

- исполнительные высотные отметки кабеля и подпитывающей аппаратуры (для линий 110–220 кВ низкого давления);
- протоколы испытаний масла во всех элементах линий;
- акты пропиточных испытаний;
- акты опробования и испытаний подпитывающих агрегатов на линиях высокого давления;
- акты проверки систем сигнализации давления;
- акты об усилиях тяжения при прокладке;
- протоколы испытаний защитных покровов повышенным напряжением после прокладки;
- протоколы заводских испытаний кабелей, муфт и подпитывающей аппаратуры;
- акты испытаний устройств автоматического подогрева муфт;
- протоколы измерения тока по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) каждой фазы;
- протоколы измерения рабочей емкости жил кабелей;
- протоколы измерения активного сопротивления изоляции;
- протоколы измерения переходного сопротивления контакта «жила кабеля – наконечник»;
- протоколы измерения сопротивления заземления колодцев и концевых муфт.

12.8.8 При сдаче в эксплуатацию кабельных линий на напряжение до 1000 В должны быть оформлены и переданы Заказчику:

- кабельный журнал;
- скорректированный по факту проект линий;
- акты;
- протоколы испытаний и измерений.

12.8.9 Прокладка и монтаж кабельных линий всех напряжений должны быть выполнены под техническим надзором эксплуатирующей организации.

12.8.10 Каждая кабельная линия должна иметь паспорт с указанием основных данных линии, оперативного обозначения и наименования. Паспорт должен также включать документацию согласно 12.8.7.

Для предприятий, имеющих автоматизированную систему учета, паспортные данные могут быть введены в память компьютера.

Открыто проложенные кабели, а также все кабельные муфты должны быть снабжены бирками, стойкими к воздействию окружающей среды, с обозначениями:

- на бирках кабелей в конце и в начале линии должны быть указаны марка кабеля, его напряжение и сечение, а также номер или наименование линии в соответствии с кабельным журналом;
- на бирках соединительных муфт – номер муфты, дата монтажа.

Бирки должны быть расположены по длине линии через каждые 50 м на открыто проложенных кабелях, а также на поворотах трассы и в местах прохода кабелей через огнестойкие перегородки и перекрытия (с обеих сторон).

На скрыто проложенных кабелях в трубах или блоках бирки следует устанавливать на конечных пунктах у концевых муфт, в колодцах и камерах блочной канализации, а также у каждой соединительной муфты.

На скрыто проложенных кабелях в траншеях бирки устанавливают у конечных пунктов и у каждой соединительной муфты.

12.8.11 Металлическая неоцинкованная броня кабелей, проложенных в кабельных сооружениях, и металлические конструкции с неметаллизированным покрытием, по которым проложены кабели, а также кабельные короба из обычной стали должны

периодически покрываться негорючими антикоррозионными лаками и красками.

12.8.12 Нагрузки кабельных линий должны измеряться периодически в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта.

На основании данных этих измерений должны уточняться режимы работы и схемы работы кабельной сети, разрабатываться мероприятия по ее модернизации и развитию.

Требования этого пункта распространяются и на кабельные линии потребителей, отходящие от шин РУ электростанций и подстанций.

12.8.13 Технический надзор и эксплуатация устройств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, установленных в кабельных сооружениях, должны проводиться в соответствии с документами:

- НАПБ 05.027 “Инструкция по тушению пожаров на энергетических предприятиях Минтопэнерго Украины”;

- НАПБ 05.024 “Типовая инструкция по эксплуатации автоматических установок пожарной сигнализации на предприятиях Минтопэнерго Украины”;

- НАПБ 05.025 “Типовая инструкция по эксплуатации автоматических установок водяного пожаротушения”.

12.8.14 Осмотры кабельных линий должны проводиться в сроки, приведенные в таблице 12.7 в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем энергопредприятия.

Таблица 12.7

Наименование объектов осмотров	Напряжение, кВ	
	до 35	110 – 500
	периодичность осмотров, мес	
1 Трассы кабелей, проложенных в земле	3	1
2 Трассы кабелей, проложенных под усовершенствованным покрытием на территории городов	12	-
3 Трассы кабелей, проложенных в коллекторах, туннелях, шахтах и по железнодорожным мостам	6	3
4 Подпитывающие пункты при наличии сигнализации давления масла (при отсутствии сигнализации – по местным инструкциям)	-	1
5 Кабельные колодцы	24	3

Осмотр кабельных муфт напряжением выше 1000 В должен также проводиться при осмотре электрооборудования.

Осмотр подводных кабелей должен производиться в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта.

Периодически должны проводиться выборочные контрольные осмотры кабельных линий инженерно-техническим персоналом.

В период паводков и после ливней, а также при отключении кабельной линии релейной защитой необходимо проводить внеочередные осмотры.

О выявленных при осмотрах нарушениях на кабельных линиях должны быть сделаны записи в журнале дефектов и неполадок. Нарушения должны устраняться в кратчайший срок.

12.8.15 Туннели, шахты, кабельные этажи и каналы на электростанциях и подстанциях с постоянным оперативным обслуживанием должны осматриваться не реже одного раза в месяц, а на электростанциях и подстанциях без постоянного оперативного обслуживания – в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта.

12.8.16 Компоновка кабельных линий электростанций должна быть выполнена таким образом, чтобы при возникновении пожара в кабельном хозяйстве одного блока в пределах главного корпуса было исключено распространение пожара на кабельное хозяйство других блоков.

12.8.17 В кабельных этажах электростанций и подстанций, находящихся над другими помещениями и защищаемых стационарными устройствами пожаротушения

должна быть выполнена надежная гидроизоляция и дренаж, исправность которых должна проверяться во время эксплуатации по графику, утвержденному техническим руководителем энергопредприятия.

12.8.18 Кабельные этажи и туннели БЩУ, ЦЩУ, ГЩУ, РЩ и общестанционных РУ электростанций должны быть отделены от других кабельных сооружений огнестойкими перегородками с огнестойкостью 0,75 ч.

Перегородки в кабельных этажах и туннелях, разделяющие их на отдельные отсеки, должны быть выполнены из несгораемых материалов.

В кабельных этажах и туннелях АЭС должны быть установлены огнестойкие перегородки на расстоянии не более чем через каждые 50 м.

12.8.19 Кабели в двойных полах электростанций должны покрываться огнезащитными составами.

12.8.20 В местах, где затруднено применение ручных средств пожаротушения, кабели, проложенные открыто, так и кабели проложенные в непроходных коробах заводского изготовления, должны быть покрыты огнезащитными составами.

12.8.21 Кабели, проложенные в металлических коробах заводского изготовления в местах прохода кабелей через стены, перекрытия и строительные перегородки должны быть выполнены огнестойкие пояса, целостность которых должна контролироваться во время эксплуатации.

Кроме того, огнестойкие пояса должны быть выполнены на горизонтальных участках коробов через каждые 30 м длины, на вертикальных – через каждые 20 м, а также в местах разветвления коробов.

12.8.22 Конструкция мест прохода кабелей (проходов) через стены и перекрытия помещений должна предусматривать возможность замены и дополнительной прокладки кабелей во время эксплуатации, изменении проекта, проведении реконструкции и модернизации.

12.8.23 Все отверстия в стенах и перекрытиях помещений должны быть уплотнены трудносгораемым или несгораемым материалом.

12.8.24 Для обеспечения доступа к кабелям как в производственных помещениях, так и при надземной прокладке на электростанциях, в случае расположения нижней части кабельных трасс на высоте более 2,5 м от планировки при количестве силовых кабелей более 10 должны быть предусмотрены площадки обслуживания.

При расположении кабельных трасс с площадками обслуживания, выполненных как открыто, так и в непроходных коробах, на разных уровнях допускается соединение площадок обслуживания трасс лестницами с устройством люков на площадках. В случае невозможности выполнения стационарных площадок из-за стесненности помещений или сложности компоновки допускается выполнение съемных сборно-разборных площадок обслуживания или инвентарных лесов.

12.8.25 В коридорах АЭС прокладка кабелей должна быть выполнена только в металлических коробах заводского изготовления с обязательным покрытием кабелей с горючей изоляцией огнезащитным составом.

12.8.26 На АЭС каждый силовой кабель при однорядной прокладке и наружные ряды силовых кабелей при многослойной прокладке, в помещении БЩУ, ЦЩУ, РЩУ и т.д. должны быть покрыты огнестойким составом.

12.8.27 Кабельные вводы в герметичных помещениях АЭС должны защищаться экранами от повреждений посторонними предметами.

12.8.28 Силовые кабели, проложенные в зоне строго режима АЭС, должны периодически подвергаться дезактивации.

12.8.29 Устройство в кабельных помещениях каких-либо временных и вспомогательных сооружений (мастерских, инструментальных, кладовых и т. д.), а также хранение в них каких-либо материалов и оборудования запрещается.

12.8.30 В районах с электрифицированным рельсовым транспортом или с

агрессивными грунтами кабельная линия может быть принята в эксплуатацию только после осуществления ее антикоррозионной защиты.

В этих районах на кабельных линиях должны проводиться измерения блуждающих токов, составляться и систематически корректироваться потенциальные диаграммы кабельной сети (или отдельных участков) и карты почвенных коррозионных зон. В городах, где организована совместная антикоррозионная защита для всех подземных коммуникаций, снятие потенциальных диаграмм не требуется.

Потенциалы кабелей должны измеряться в зонах блуждающих токов, местах сближения силовых кабелей с трубопроводами и кабелями связи, имеющими катодную защиту, и на участках кабелей, оборудованных устройствами по защите от коррозии. На кабелях с шланговыми защитными покровами должно контролироваться состояние антикоррозионного покрытия в соответствии с требованиями действующих документов:

- РД 34.20.509 “Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 1. Кабельные линии напряжением до 35 кВ”;

- РД 34.20.509 “Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 2. Кабельные линии напряжением 110 - 500 кВ”;

- РД 34.20.302 “Нормы испытания электрооборудования”.

12.8.31 Энергообъекты, эксплуатирующие электрические сети, должны контролировать выполнение управлениями и службами городского трамвая, метрополитена и электрифицированных железных дорог мероприятий по уменьшению значений блуждающих токов в земле в соответствии с ГОСТ 9.602 ЕСЗКС “Общие требования к защите от коррозии”.

При обнаружении на кабельных линиях опасности разрушения металлических оболочек вследствие электрохимической коррозии должны быть приняты меры к ее предотвращению. В целях предотвращения коррозии участков алюминиевых оболочек, примыкающих к муфтам, необходимо обеспечить их защиту в соответствии с действующими НД.

За защитными устройствами должно быть установлено регулярное наблюдение.

12.8.32 Раскопки кабельных трасс или земляные работы вблизи них должны производиться с письменного разрешения руководства энергообъекта, который эксплуатирует электрические сети.

12.8.33 Производство раскопок землеройными машинами на расстоянии 1 м от кабеля, а также применение отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелями на глубину более 0,3 м при нормальной глубине прокладки кабелей запрещается.

Применение ударных и вибропогружных механизмов разрешается на расстоянии не менее 5 м от кабелей.

Перед началом работ должно быть проведено под надзором персонала энергообъекта контрольное вскрытие трассы.

Для производства взрывных работ должны быть выданы дополнительные технические условия.

12.8.34 Энергообъекты, эксплуатирующие электрические сети, должны периодически оповещать организации и население района, где проходят кабельные трассы, о порядке производства земляных работ вблизи этих трасс.

12.8.35 Запрещается производство любых видов работ в зоне прохождения открытых кабельных трасс (эстакад), если существует угроза их повреждения в результате выполнения этих работ.

12.8.36 Для предупреждения электрических пробоев на вертикальных участках кабелей с бумажной изоляцией напряжением 20–35 кВ, вследствие осушения изоляции, необходимо их периодически заменять или устанавливать на них стопорные муфты.

На кабельных линиях напряжением 20–35 кВ с кабелями с нестекающей пропиточной массой и пластмассовой изоляцией или с газонаполненными кабелями

дополнительного наблюдения за состоянием изоляции вертикальных участков и их периодической замены не требуется.

12.8.37 Проверка состояния герметичных кабельных проходок и уплотнений должна проводиться во время проведения капитального ремонта, согласно графика, утвержденного техническим руководителем энергопредприятия, а также по мере необходимости.

12.8.38 При надзоре за прокладкой и при эксплуатации небронированных кабелей со шланговым покрытием должно обращать особое внимание на состояние шланга. Кабели со шлангами, имеющими сквозные порывы, задиры и трещины, должны быть отремонтированы или заменены.

12.8.39 Службы энергообъектов, эксплуатирующие кабельные сети, должны иметь лаборатории, оснащенные аппаратами для определения мест повреждения кабеля, измерительными приборами и передвижными измерительными и испытательными установками.

12.8.40 Кабельные линии должны периодически подвергаться профилактическим испытаниям повышенным напряжением постоянного тока в соответствии с РД 34.20.302 по графику, утвержденного техническим руководителем энергопредприятия.

Необходимость внеочередных испытаний на кабельных линиях после ремонтных работ или раскопок, связанных со вскрытием трасс, определяется руководством энергообъекта, эксплуатирующего электрические сети.

12.8.41 Образцы поврежденных кабелей и поврежденные кабельные муфты должны подвергаться лабораторным исследованиям для установления причин повреждения и разработки мероприятий по их предотвращению.

12.9 Релейная защита и автоматика

12.9.1 Силовое электрооборудование электростанций, подстанций, тепловых сетей, воздушные и кабельные линии электропередач должны быть защищены от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты (РЗ), автоматическими выключателями или предохранителями и оснащены устройствами автоматике.

Устройства релейной защиты и автоматике (электроматике, противоаварийной и режимной автоматике), в дальнейшем устройства РЗА, по принципам действия, уставкам, настройке, условиям резервирования и выходным воздействиям должны соответствовать схемам и режимам работы электроэнергетической системы (ЭЭС), оборудования и постоянно находиться в работе, за исключением устройств, которые должны выводиться из работы в соответствии с назначением и принципами действия, режимами работы ОЭС Украины, ЭЭС, электрооборудования или по условиям селективности.

12.9.2 Силовое электрооборудование и линии электропередачи могут находиться под напряжением только с введенными в работу устройствами РЗА. При выводе из работы или неисправности отдельных видов защит или автоматике оставшиеся в работе устройства должны обеспечивать полноценную защиту электрооборудования и линий электропередачи от всех видов повреждений и нарушений нормального режима. Если это условие не выполняется, то должно быть введено временное устройство РЗА или изменены характеристики существующих устройств для обеспечения полноценной защиты и необходимого быстрого действия. При невозможности выполнения этих условий в части электроматике, противоаварийной или режимной автоматике должны осуществляться (вводиться) соответствующие режимные ограничения, а при невозможности выполнения этих условий по защите - присоединение должно быть отключено.

12.9.3 При наличии быстродействующих релейных защит и устройств резервирования отказа выключателей все операции по включению (отключению) линий,

шин и оборудования, а также операции по переключению разъединителями и выключателями должны осуществляться при введенных в работу этих защитах. Если на время проведения операций какие-либо из этих защит не могут быть введены в работу или должны быть выведены из работы по принципу действия, следует ввести ускорение резервных защит либо выполнить временную защиту, хотя бы неселективную, с необходимым быстродействием.

12.9.4 На АЭС противоаварийная автоматика (ПА), обеспечивающая сохранение устойчивости электростанции при отключении связей с системой должна выполняться дублированной. Вывод обоих комплектов из работы допускается только при генерации меньшей из минимальных уставок устройства контроля предшествующего режима.

12.9.5 Противоаварийная автоматика, обеспечивающая сохранение устойчивости ЭЭС (ОЭС) должна быть дублированной, осуществленной на разных принципах выявления нарушений нормального режима. Одновременный вывод обоих комплектов из работы допустим только после разработки и осуществления мероприятий, предотвращающих недопустимую загрузку сетей.

12.9.6 Автоматика ликвидации асинхронного режима должна выполняться в виде основных и резервных комплектов. Вывод обоих комплектов из работы без отключения защищаемого элемента сети недопустим.

12.9.7 Автоматика частотной разгрузки при снижении частоты (АЧР) субъектов энергетики по своим объемам и распределению по ступеням должны соответствовать заданию ЭЭС (ОЭС). Обратное включение потребителей, отключенных действием АЧР и не имеющих автоматического повторного включения после восстановления частоты (ЧАПВ), производится только с разрешения диспетчера ЭЭС (НЭК «Укрэнерго»).

12.9.8 Каналы передачи команд РЗ и ПА по ВЛ должны постоянно находиться в работе и выводиться только при производстве ремонтных работ с установкой заземлений по трассе ВЛ или для профилактических работ.

12.9.9 Установленные на электростанциях и подстанциях, автоматические осциллографы, фиксирующие приборы (амперметры, вольтметры и определители мест повреждений), микропроцессорные регистраторы аварийных ситуаций и другие устройства, используемые для анализа работы устройства РЗА и определения места повреждения на линиях электропередачи, должны быть всегда готовы к действию. Вывод из работы указанных устройств должен осуществляться по заявке.

12.9.10 Порядок усовершенствования, переоснащения, реконструкции или замены устройств РЗА определяется 5.6.7.

12.9.11 Организационно-техническое обслуживание устройств РЗА энергообъектов и линий электропередач региональных ЭЭС Украины, генерирующих и энергоснабжающих компаний, обособленных энергопредприятий (электростанций, электрических сетей), блок-станций и подстанций других ведомств (потребителей), независимо от форм собственности, в дальнейшем - субъектов электроэнергетики, осуществляют специализированные подразделения – службы РЗА, электролаборатории (ЭТЛ) или другие структурные формирования, входящие в состав субъектов электроэнергетики (в дальнейшем службы РЗА) в соответствии с 5.1.10

12.9.12 Для четкого разделения функций и ответственности между службами РЗА субъектов электроэнергетики все устройства РЗА должны быть распределены по уровням в соответствии с диспетчерской подчиненностью:

а) первый уровень - устройства РЗА, находящиеся в оперативном управлении диспетчера НЭК «Укрэнерго», а также в управлении или ведении диспетчеров объединенных энергосистем других стран на межгосударственных связях;

б) второй уровень - устройства РЗА, находящиеся в оперативном управлении диспетчера ЭЭС, а также в управлении или ведении диспетчеров энергосистем других стран на межгосударственных связях;

в) третий уровень – устройства РЗА, находящиеся в оперативном управлении

диспетчера энергоснабжающей компании, начальников смен электростанции или блок-станций, диспетчеров субъектов электроэнергетики;

12.9.13 Основные задачи, функции, права, организация управления, функциональные взаимоотношения с вышестоящими и нижестоящими службами РЗА, с другими службами и субъектами изложены в положениях о службах РЗА, согласованных службами РЗА вышестоящего уровня и утвержденных руководством субъекта энергетики.

12.9.14 Установки срабатывания устройств РЗА рассчитываются проектной организацией. Эти установки, а также их оперативные или автоматические изменения при изменении режимов работы оборудования задаются и утверждаются службой РЗА, в ведении которой находятся эти устройства и согласовываются с диспетчерским органом, в управлении которого находится оборудование.

12.9.15 В НЭК «Укрэнерго» должна быть следующая техническая документация:

- технические данные об устройствах в виде карт уставок и характеристик;
- инструкции или методические указания по наладке и проверке, а для импортных устройств руководства по обслуживанию и методики по выбору уставок;
- исполнительные рабочие схемы: принципиальные или структурные (технологические алгоритмы функционирования)
- программное обеспечение для управления и обслуживания микропроцессорных устройств РЗА в виде программ на соответствующих носителях информации.

Кроме вышеперечисленной технической документации, в службах РЗА, выполняющих непосредственное техническое обслуживание устройств РЗА, должны быть:

- паспорта-протоколы;
- исполнительные рабочие схемы: принципиальные, монтажные или принципиально-монтажные;
- программы вывода в проверку (ввода в работу) сложных устройств РЗА с указанием последовательности, способа и места отсоединения (присоединения) их цепей от остающихся в работе устройств РЗА, цепей управления оборудованием и цепей тока и напряжения. По устройствам РЗА первого и второго уровней программы согласовываются соответствующими службами РЗА региональной энергосистемы. Перечень устройств, на которые составляются программы, согласовывается руководством вышестоящего оперативного уровня и утверждается техническим руководителем энергообъекта;

Результаты технического обслуживания должны быть занесены в паспорт-протокол (подробные записи по сложным устройствам РЗА при необходимости должны быть сделаны в рабочем журнале).

Исполнительные схемы РЗА должны приводиться в соответствие немедленно при изменении реальной схемы. Изменения в схемах должны подтверждаться записями, указывающими кем внесены изменения, причину и дату внесения изменения, отметку о согласовании. Схемы должны восстанавливаться по мере их износа. Исполнительные схемы РЗА согласовываются руководителем службы РЗА, в ведении которого находится устройство и утверждаются техническим руководителем объекта.

12.9.16 Оперативный персонал должен осуществлять:

- ввод и вывод из работы устройств РЗА (ступеней), а также изменение их действия и уставок, по распоряжению оперативного персонала, в управлении (ведении) которого эти устройства находятся, используя при этом специально предусмотренные коммутирующие устройства;
- периодический контроль правильности положения переключающих устройств на сборках (рядах) зажимов пультов управления, шкафов и панелей (в дальнейшем панелях РЗА), крышек испытательных блоков;
- контроль работы устройств РЗА по показаниям приборов и имеющихся на аппаратах и панелях (шкафах) устройств встроенной индикации и сигнализации, а также по сообщениям, поступающим от микропроцессорных устройств РЗА;

- контроль работы устройств регистрации аварийных событий;
- обмен сигналами высокочастотных защит;
- измерения контролируемых параметров устройств низкочастотной и высокочастотной аппаратуры каналов РЗА;
- измерение тока небаланса в защите шин и устройстве контроля изоляции вводов;
- измерение напряжения небаланса в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения;
- опробование автоматического включения резерва и фиксирующих приборов;
- завод часов автоматических осциллографов, замену кассет с фотобумагой и т. п.

Периодичность контроля и опробования, перечень аппаратов и устройств, подлежащих опробованию, порядок операций при опробовании, а также порядок действий оперативного персонала при выявлении отклонений от норм должны быть установлены местными инструкциями.

12.9.17 При выполнении оперативным персоналом переключений на панелях РЗА с помощью ключей, накладок, испытательных блоков, других приспособлений должны применяться таблицы положения указанных переключающих устройств для используемых режимов или другие наглядные методы контроля, а также программы и типовые бланки переключений.

Об операциях по этим переключениям, изменениям уставок и настройки должна быть сделана запись в оперативный журнал.

12.9.18 Оперативный персонал должен нести ответственность за правильное положение всех коммутирующих устройств РЗА.

Персонал служб РЗА организаций, эксплуатирующих электрические, тепловые сети и электростанции должен периодически осматривать все панели и пульта управления, панели и устройства РЗА и сигнализации, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств и соответствие их положения схемам и режимам работы электрооборудования. Периодичность осмотров должна быть установлена техническим руководителем энергообъекта.

12.9.19 В эксплуатации должны быть обеспечены условия нормальной работы (допустимые температура, влажность, вибрация, отклонения рабочих параметров от номинальных, уровень помех и пр.) аппаратуры РЗА (реле, аппаратов и вспомогательных устройств РЗА) и вторичных цепей (кабельной продукции, проводов, рядов зажимов и пр).

12.9.20 Вновь смонтированные устройства РЗА и вторичные цепи перед вводом в работу должны быть налажены и пройти приемочные испытания.

Разрешение на ввод новых устройств и их включение в работу выдается с записью в журнале релейной защиты и автоматики с оформлением заявки.

12.9.21 На панелях РЗА на лицевой и оборотной (при двухстороннем обслуживании) сторонах должны быть надписи, указывающие монтажный номер панели и ее назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями.

Установленная на панелях РЗА аппаратура должна иметь с обеих сторон (при двухстороннем обслуживании) надписи или маркировку согласно исполнительным схемам. Расположение надписей или маркировки должно однозначно определять назначение и принадлежность соответствующего аппарата. Аналогично маркируются порты микропроцессорных устройств РЗА.

Надписи у испытательных блоков и переключающих устройств (накладок, переключателей, рубильников, автоматических выключателей и т.д.), которыми управляет оперативный персонал, должны четко определять назначение этих устройств и вид воздействия.

На панели с аппаратурой, относящейся к разным присоединениям или разным устройствам РЗА одного присоединения, которые могут проверяться отдельно, должны быть нанесены четкие разграничительные линии. При проверках следует принимать меры по ограничению доступа к аппаратуре, оставшейся в работе. Ряды зажимов разных

устройств РЗА должны отделяться разделительными колодками с соответствующими маркировками.

12.9.22 На щитах управления электростанций и подстанций, на панелях РЗА переключающие устройства в цепях РЗА должны быть расположены наглядно, а однотипные операции с ними должны производиться одинаково.

12.9.23 Провода, присоединенные к сборкам (рядам) зажимов, должны иметь маркировку, соответствующую исполнительным схемам. Контрольные кабели должны иметь маркировку на концах, в местах разветвления и пересечения потоков кабелей, при проходе их через стены, потолки и пр. Концы незадействованных жил контрольных кабелей должны быть изолированы и на них должен быть указан номер кабеля.

12.9.24 На панелях РЗА не должны находиться в непосредственной близости зажимы, случайное соединение которых может вызвать включение или отключение присоединения, короткое замыкание в цепях оперативного тока или в цепях возбуждения генератора (синхронного компенсатора).

12.9.25 В цепях оперативного тока должна быть обеспечена селективность действия аппаратов защиты (предохранителей и автоматических выключателей).

Автоматические выключатели, колодки предохранителей должны иметь маркировку с указанием схемного обозначения, назначения и величины тока.

12.9.26 В эксплуатации устройства РЗА и вторичные цепи проверяются и опробуются в объеме и в сроки, указанные в действующих НД.

Техническое обслуживание устройств РЗА, требующее последующего опробования воздействий на коммутационные аппараты, должно совмещаться с ремонтом соответствующего силового оборудования.

После неправильного срабатывания или отказа срабатывания устройств РЗА должны быть проведены дополнительные (послеаварийные) проверки.

12.9.27 Все случаи срабатывания и отказа устройств РЗА, а также выявляемые в процессе их эксплуатации дефекты должны регистрироваться, тщательно анализироваться и учитываться в установленном порядке службами, эксплуатирующими эти устройства. Выявленные дефекты должны быть устранены.

О каждом случае неправильного срабатывания или отказа срабатывания устройств РЗА, а также о выявленных дефектах схем и аппаратуры РЗА и о выполнении мероприятий по их предотвращению должна быть своевременно проинформирована вышестоящая служба РЗА, в управлении или ведении которой находится устройство.

12.9.28 Устройства РЗА, за исключением тех, уставки которых изменяет оперативный персонал, разрешается вскрывать только работникам служб РЗА или, в исключительных случаях, по их указанию оперативному персоналу.

Работы в устройствах РЗА должен выполнять квалифицированный персонал, специально обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

12.9.29 Вывод из работы, изменение режимов работы либо параметров настройки, а также изменение действия устройств РЗА должны быть оформлены в соответствии с 13.4.2; 13.4.4, 13.4.9 и 13.4.10.

При угрозе ложного срабатывания устройство РЗА должно быть выведено из работы с учетом требования 12.9.2 без разрешения вышестоящего оперативного персонала, но с последующим уведомлением его (в соответствии с местной инструкцией) и последующим оформлением заявки в соответствии с 13.4.4.

12.9.30 Изменение уставок микропроцессорных устройств РЗА оперативным и обслуживающим персоналом должно осуществляться с санкционированным доступом и автоматической фиксацией точного времени, даты и данных лица, выполнившего изменение, а также содержания изменения.

12.9.31 Снятие информации с устройств РЗА на микропроцессорной базе с помощью переносных ЭВМ или встроенного дисплея разрешается выполнять релейному или

специально обученному оперативному персоналу по местным инструкциям без запроса вышестоящего оперативного персонала.

12.9.32 При работе на панелях РЗА должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования. Работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение этих работ для сложных устройств РЗА без использования исполнительных схем, рабочих (типовых) программ, содержащих заданный объем и строгую последовательность операций и утвержденных в принятом порядке, запрещается.

Операции во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения (в том числе с испытательными блоками) должны производиться с выводом из действия устройств РЗА (или отдельных их ступеней), которые по принципу действия и параметрам настройки (уставкам) могут срабатывать ложно в процессе выполнения указанных операций. При этом должны выполняться требования 12.9.2.

По окончании работ должны быть проверены исправность и правильность присоединения цепей тока, напряжения, оперативных цепей и цепей сигнализации. Оперативные цепи РЗА и цепи управления (при их размыканиях в процессе работы или внесении изменений) должны быть проверены путем опробования в действии.

12.9.33 Работы в устройствах РЗА, которые могут вызвать ложное отключение защищаемого или других присоединений, а также иные непредусмотренные воздействия на оборудование или другие действующие устройства РЗА, должны производиться по разрешенной заявке, учитывающей эти возможности.

12.9.34 Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей напряжением выше 60 В относительно земли, а также между электрически не связанными цепями различного назначения (измерительные цепи, цепи оперативного тока, сигнализации), должно поддерживаться в пределах каждого присоединения не ниже 1 МОм. При величине изоляции ниже 1 МОм следует провести испытания повышенным напряжением согласно 12.9.34.

Сопротивление изоляции вторичных цепей, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и ниже, кроме цепей 24 В и ниже, должно поддерживаться не ниже 0,5 МОм.

Измерение сопротивления изоляции цепей 24В и ниже устройств РЗА на микроэлектронной и микропроцессорной базе производится в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром в первом случае на напряжение 1000–2500 В, а во втором случае – 500 В.

Для предотвращения повреждения устройств на микроэлектронной и микропроцессорной базе при проверке изоляции внешних вторичных цепей, а также внутренних соединений отдельных устройств РЗА, должны быть выполнены указания, предусмотренные заводскими инструкциями и, при необходимости, приняты дополнительные меры (например, закорачивание отдельных элементов, участков схемы или "плюса" и "минуса" схемы питания).

12.9.35 При включении после монтажа и первом профилактическом контроле изоляция электрически связанных цепей РЗА напряжением выше 60 В по отношению к земле и всем другим вторичным цепям данного присоединения должна быть испытана напряжением 1000В переменного тока промышленной частоты в течение 1 мин.

Кроме того, напряжением 1000 В, 50 Гц в течение 1 мин должна быть испытана изоляция между жилами контрольного кабеля тех цепей, где имеется вероятность замыкания между жилами с серьезными последствиями (цепи газовой защиты, ДЗШ, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного тока; вторичные цепи трансформаторов тока).

В последующей эксплуатации изоляция цепей РЗА (за исключением цепей напряжением 60 В и ниже) должна испытываться напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин или выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра

или специального устройства.

Испытание изоляции цепей РЗА напряжением 60 В и ниже производится в процессе ее измерения мегаомметром согласно 12.9.33.

Испытания электрической прочности изоляции цепей внутренних соединений отдельного устройства РЗА, выполненного на базе микроэлектронных и микропроцессорных элементов необходимо выполнять с учетом рекомендаций заводов изготовителей.

12.9.36 При устранении повреждений контрольных кабелей или при их наращивании соединение жил должно осуществляться с установкой специальных муфт или с помощью предназначенных для этого клеммных коробок (рядов зажимов).

Указанные муфты и коробки должны быть зарегистрированы в специальном журнале.

На каждые 50 м кабеля не должно быть более двух из указанных выше соединений. Общее количество соединений не должно превышать одного на каждые 100 м общей длины кабеля.

12.9.37 Контрольные кабели с изоляцией жил, подверженной разрушению под воздействием воздуха, света и масла должны иметь дополнительное покрытие, препятствующее этому разрушению на участках жил от зажимов до концевых разделок.

12.9.38 Вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть всегда замкнуты на реле, приборы или закорочены. Вторичные цепи трансформаторов тока, напряжения и вторичные обмотки фильтров присоединения ВЧ каналов должны быть заземлены.

12.9.39 Каналы передачи команд РЗ и ПА по кабельным линиям и ВОЛС после ремонтных и реконструктивных работ на линиях связи должны вводиться в работу только после опробования прохождения команд РЗ и ПА.

12.9.40 Дополнительные данные по эксплуатации микропроцессорных устройств РЗА, входящих в состав АСУ ТП, изложены в 5.11.4.9 и 5.11.4.19.

12.9.41 Согласование взаимодействий электрических и технологических защит на АЭС, ТЭС, ГЭС и других энергообъектах должно быть предусмотрено проектом.

12.10 Система аварийного электроснабжения АЭС

12.10.1 Система аварийного электроснабжения (САЭ) должна обеспечивать электроснабжение потребителей систем безопасности АЭС во всех режимах работы, в том числе при потере рабочих и резервных источников питания от энергосистемы. САЭ имеет в своем составе автономные источники электропитания, распределительные и коммутационные устройства. Необходимость САЭ в системе собственных нужд определяется только безопасностью АЭС.

12.10.2 Система аварийного электроснабжения АЭС должна эксплуатироваться в соответствии с требованиями:

- ПНАЭГ-9-026 “Общие положения по устройству и эксплуатации систем аварийного электроснабжения атомных станций”;
- ПНАЭГ-9-027 “Правила проектирования систем аварийного электроснабжения атомных станций”;
- “Руководство по техническому обслуживанию резервных дизельных электрических станций АС”;
- типовых инструкций по испытаниям и опробованиям дизель-генераторов, а также других НД, действующих в атомной энергетике.

12.10.3 Для выполнения своих функций в соответствии с различными исходными событиями САЭ должна включать в свой состав автономные источники электроэнергии в виде дизель-генераторных электростанций и аккумуляторных батарей. Разрешается применение и других автономных источников питания при надлежащем технико-экономическом обосновании.

12.10.4 Структура и компоновка САЭ определяется технологической частью систем

безопасности АЭС, схемой питания управляющей системы безопасности (УСБ), а также необходимостью и обоснованной достаточностью физического разделения каналов.

12.10.5 Система аварийного электроснабжения и входящие в нее технические средства должны выполнять заданные функции в условиях воздействия природных явлений, свойственных району размещения объекта (землетрясения, ураганы и т.п.), в условиях возникновения отказов по общим причинам (пожары и т.п.), а также при тепловых, механических и химических воздействиях, возникающих в результате аварий на АЭС.

12.10.6 Испытания САЭ должны быть завершены до начала обкатки реакторной установки.

12.10.7 Система аварийного электроснабжения АЭС должна быть принята в эксплуатацию до физического пуска энергоблока.

12.10.8 Приемка в эксплуатацию САЭ осуществляется после успешного проведения комплексных опробований и испытаний, включающих проверку подсистем (элементов) САЭ: агрегатов бесперебойного питания, аккумуляторных батарей, дизель-генераторов, автоматики и ступенчатого пуска механизмов при обесточении собственных нужд АЭС, обратимых двигателей-генераторов.

12.10.9 До начала комплексного опробования должны быть проведены наладка всего электрооборудования и все индивидуальные опробования и испытания САЭ. Ответственность за проведение индивидуальных испытаний оборудования возлагается на монтажную организацию, выполнявшую данную работу.

12.10.10 Основанием для начала работ по комплексному опробованию САЭ должен служить приказ по АЭС о готовности энергоблока к проведению работ. Приказ издается на основании актов о приемке дирекцией АЭС монтажных работ по САЭ.

12.10.11 Наладка каждого комплекта электротехнического оборудования в САЭ должна заканчиваться проведением комплексных испытаний в соответствии с программами, разработанными администрацией АЭС. Программы утверждаются эксплуатирующей организацией и согласовываются органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности.

12.10.12 Опробования и комплексные испытания должны проводиться при условии полной готовности САЭ и всех потребителей. Они должны производиться по графику, утвержденному техническим руководителем (главным инженером) АЭС. Объем и периодичность опробований и испытаний должны соответствовать требованиям заводской документации, регламента безопасной эксплуатации энергоблока и других НД.

При проведении опробований и испытаний должны обеспечиваться эксплуатационные условия, которые не позволяют привести к нарушению пределов безопасной эксплуатации АЭС.

12.10.13 Опробования и испытания подсистем САЭ проводятся по рабочим программам, разработанным на основании типовых программ, и согласованным с органами государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности. В программах проверки подсистем САЭ должны четко указываться критерии приемки и действия, которые должны быть предприняты в случае несоблюдения указанных критериев и других отступлений:

- необходимые меры со стороны эксплуатационного персонала;
- уведомление соответствующих лиц, ответственных за эксплуатацию САЭ;
- ремонтные работы;
- консультации с разработчиками и проектантами.

12.10.14 При положительных результатах комплексных опробований и испытаний составляется акт приемки САЭ в эксплуатацию для предъявления его Государственной приёмочной комиссии.

12.10.15 На этапе освоения мощности энергоблока (энергоблоков) АЭС в части САЭ должны обязательно проводиться комплексные испытания системы в целом в режимах:

- полного обесточивания энергоблока;
- разгрузки энергоблока до нагрузки собственных нужд;
- отключения турбогенератора от сети.

Испытания проводятся на уровнях мощности (ступенях), включая номинальную, предусмотренных программой освоения энергоблока. Результаты испытаний оформляются протоколами и актами.

12.10.16 Эксплуатация САЭ представляет собой комплекс технических и организационных мероприятий по поддержанию системы в режиме постоянной готовности к принятию нагрузки, который включает:

- регулярные осмотры дежурным персоналом находящегося в работе оборудования, контроль за его состоянием с помощью штатных средств диагностики и измерений;
- периодические освидетельствования с использованием специальных систем диагностики, предусмотренных проектом, работниками технических служб;
- регулярные опробования работы оборудования САЭ в режимах, максимально имитирующих аварийные или близкие к ним ситуации, если условия безопасности ограничивают возможности проведения прямых и полных проверок;
- восстановительные и другие регламентные работы во время ремонтов и плановых остановов энергоблоков.

12.10.17 Состояние САЭ во всех эксплуатационных и аварийных режимах энергоблока, на всех местах управления и контроля должно контролироваться и отображаться в полном объеме в соответствии с проектом.

12.10.18 Дизель-генераторы резервной дизельэлектростанции (РДЭС) в режиме “ожидание” должны находиться в постоянной готовности к автоматическому и дистанционному запуску с БЩУ и по месту, автоматическому принятию нагрузки. РДЭС должна работать без постоянного присутствия оперативного персонала

12.10.19 Оборудование, системы и устройства, так же как и здания РДЭС, должны быть рассчитаны на все возможные воздействия, возникающие в результате проектных аварий, на местные природные явления, свойственные данному району, а также на внешнюю ударную волну с избыточным давлением в соответствии с требованиями действующих НД.

12.10.20 В инструкции по эксплуатации РДЭС должны быть предусмотрены требования по методике и периодичности проверок работоспособности дизель-генераторов (включение, нагружение, отключение) на работающем и отключенном энергоблоке.

12.10.21 Аккумуляторные батареи должны быть полностью заряжены, готовы к работе и находиться в режиме подзаряда от выпрямительных устройств.

12.10.22 В САЭ должны использоваться огнестойкие кабели и кабели не распространяющие горение. Для всех кабельных трасс и кабельных помещений должны быть предусмотрены необходимые противопожарные защитные меры (огнестойкие заделки, блокировка вентиляции и т.д.).

12.10.23 Кабели каждого канала системы безопасности должны быть территориально разделены от других каналов с тем, чтобы отказы по общей причине (пожары и т.п.) в одном канале не распространялись на другие. Для этой цели должны предусматриваться изолирующие огнестойкие перегородки на всех кабельных трассах, которые территориально связывают каналы системы безопасности между собой.

12.10.24 Подключение непроектных потребителей к секциям и сборкам САЭ независимо от режима работы энергоблока и состояния САЭ, даже временно, запрещается. При проведении ремонтных работ во время ППР допускается временная запитка оборудования САЭ от постороннего источника.

12.10.25 Ежегодно в период останова энергоблока на плановый ремонт или перегрузку топлива САЭ должна подвергаться комплексным испытаниям с запуском

механизмов по обесточению собственных нужд и от аварийного технологического сигнала.

12.10.26 Техническими и организационными мерами должен быть исключен несанкционированный доступ в помещения и сооружения, в которых размещены подсистемы (оборудование) САЭ. Каждый факт посещения помещения и сооружения САЭ должен обязательно фиксироваться и регистрироваться. В случае аварийной обстановки должна быть предусмотрена возможность немедленного доступа в помещения и сооружения САЭ.

12.10.27 Положение ключей управления, автоматики и блокировок питающих элементов САЭ должны соответствовать нормальному эксплуатационному режиму. Должны быть приняты меры по недопущению несанкционированного изменения положения ключей.

12.10.28 При работе реакторной установки на мощности допускается вывод из работы одного канала САЭ с обязательным выполнением требований технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока и на время, определенное в нём. При этом должна быть обеспечена работоспособность других каналов систем безопасности.

12.10.29 Для всех подсистем САЭ руководством АЭС должны быть разработаны инструкции профилактического техобслуживания, проверок работоспособности и ремонта оборудования в соответствии с требованиями ТУ, проекта и других установленных правил, норм и инструкций.

12.10.30 В инструкциях по ведению проверок САЭ должны быть четко оговорены эксплуатационные условия, которые не позволяют привести к нарушению пределов безопасной эксплуатации АЭС. Для видов проверок САЭ, требующих вывода из эксплуатации каналов системы безопасности, должны быть указаны условия вывода этих систем, а также даны специальные указания по обратному вводу каналов в эксплуатацию.

12.10.31 Для анализа состояния оборудования САЭ на АЭС должны фиксироваться:

- случаи возникновения аварийных ситуаций, связанных с повреждением, выходом из строя и нарушениями в работе САЭ;
- случаи отказов при эксплуатации оборудования САЭ, сопровождающиеся нарушением требований технологического регламента, инструкций по эксплуатации, условий безопасной эксплуатации АЭС;
- ресурс оборудования САЭ.

Сведения и результаты анализов должны обобщаться эксплуатирующей организацией, которая несет ответственность за проведение анализа и принятие соответствующих мер.

На каждой АЭС должна быть разработана техническая документация по эксплуатации САЭ на основании требований проектной документации, технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблоков, правил и норм в атомной энергетике.

12.11 Заземляющие устройства

12.11.1 Заземляющие устройства должны удовлетворять требованиям обеспечения электробезопасности людей и защиты электроустановок, а также эксплуатационных режимов работы.

Все металлические части электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, должны быть заземлены или занулены.

После монтажа до засыпки грунтом собственником электроустановки осуществляется проверка заземляющих устройств на соответствие их проекту с составлением акта проверки.

12.11.2 При сдаче в эксплуатацию заземляющих устройств электроустановок монтажной организацией должны быть представлены:

- исполнительные схемы заземляющих устройств;

- данные элементов заземляющих устройств;
- акты на выполнение скрытых работ;
- протоколы приемо-сдаточных испытаний.

12.11.3 Каждый элемент установки, подлежащий заземлению или занулению, должен быть присоединен к заземлителю или защитному зануляющему проводнику посредством отдельного заземляющего или зануляющего проводника. Последовательное соединение заземляющими или зануляющими проводниками нескольких металлических несвязанных элементов установки запрещается.

12.11.4 Присоединение заземляющих проводников к заземлителю и заземляемым конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к корпусам аппаратов, машин и опорам ВЛ – сваркой или болтовым соединением.

12.11.5 Заземляющие проводники должны быть предохранены от коррозии. Медные и алюминиевые заземляющие проводники могут быть изолированными и неизолированными. Использование неизолированных алюминиевых проводников для прокладки в земле в качестве заземляющих или нулевых защитных проводников не допускается. Открыто проложенные заземляющие проводники должны иметь черную окраску.

12.11.6 Для контроля заземляющего устройства должны проводиться:

- измерение сопротивления заземляющего устройства один раз в 12 лет;
- выборочная проверка со вскрытием грунта для оценки коррозионного состояния элементов заземлителя, находящихся в земле – не реже одного раза в 12 лет;
- проверка наличия и состояния цепей между заземлителем и заземляемыми элементами, соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством – не реже одного раза в 12 лет;
- измерение напряжения прикосновения в электроустановках, заземляющее устройство которых выполнено по нормам на напряжение прикосновения;
- проверка (расчетная) соответствия напряжения на заземляющем устройстве требованиям ПУЭ – после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже одного раза в 12 лет;
- в электроустановках до 1000 В с изолированной нейтралью проверка пробивных предохранителей – не реже одного раза в 6 лет; в электроустановках до 1000 В с глухозаземленной нейтралью измерение полного сопротивления петли “фаза-нуль” или тока однофазного замыкания на корпус или нулевой провод – не реже одного раза в 6 лет.

12.11.7 Значение сопротивления заземляющего устройства во время эксплуатации должно поддерживаться на уровне, определенном требованиями ПУЭ.

12.11.8 На каждое заземляющее устройство, находящееся в эксплуатации, должен быть паспорт, содержащий исполнительную схему заземления и данные на элементы заземлителя, удельное сопротивление грунта, результаты проверок, ремонтов и изменений, внесенных в данное устройство.

12.11.9 Измерение сопротивления заземляющих устройств должно производиться:

- после монтажа, переустройства и капитального ремонта этих устройств на электростанциях, подстанциях и линиях электропередачи;
- после монтажа, переустройства и капитального ремонта для подстанций воздушных распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже, но не реже одного раза в 12 лет;
- на опорах ВЛ с разрядниками, разъединителями, защитными промежутками и у опор с повторными заземлителями нулевых проводов при напряжении выше одного 1 кВ – после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже одного раза в 6 лет;
- на тросовых опорах ВЛ 110 кВ и выше при обнаружении на них следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой;
- выборочно на 2 % опор от общего числа опор с заземлителями в населенной

местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохопроводящими грунтами - после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже одного раза в 12 лет;

- на опорах ВЛ с заземлителями грозозащиты, с повторными заземлениями нулевого провода при напряжении до 1 кВ после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже одного раза в 6 лет.

12.11.10 Измерения напряжений прикосновения должны производиться после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, выполненного с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, но не реже одного раза в 6 лет.

12.11.11 Проверка коррозионного состояния заземлителей должна проводиться на подстанциях и электростанциях в местах, где заземлители наиболее подвержены коррозии, а также вблизи нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей, заземляющих вводов дугогасящих реакторов, разрядников, ограничителей перенапряжений не реже одного раза в 12 лет.

В случае необходимости, по решению технического руководителя энергопредприятия может быть установлена более частая выборочная проверка коррозионного состояния заземлителей.

12.12 Защита от перенапряжений

12.12.1 На электростанциях, подстанциях и в организациях, эксплуатирующих электрические сети, должны иметься сведения по защите от перенапряжений каждого РУ и ВЛ:

- очертание защитных зон молниеотводов, прожекторных мачт, металлических и железобетонных конструкций, возвышающихся сооружений и зданий;

- схемы заземляющих устройств РУ с указанием мест подключения защитных аппаратов, заземляющих спусков подстанционного оборудования и порталов с молниеотводами, а также материала, длины и сечения горизонтальных и вертикальных заземлителей;

- паспортные защитные характеристики установленных на РУ и ВЛ ограничителей перенапряжений, вентильных и трубчатых разрядников и искровых промежутков, количество и место их размещения согласно проекту и фактическое;

- схемы РУ со значениями длин защищенных тросом подходов ВЛ (для ВЛ с тросом по всей длине – длин опасных зон) и соответствующими им расстояниями по ошиновке между защитными аппаратами РУ и защищаемым оборудованием;

- значения сопротивлений заземляющих устройств РУ, ТП и опор ВЛ, в том числе тросовых подходов ВЛ;

- данные об удельном сопротивлении грунта по трассе ВЛ и территории РУ;

- данные о пересечении ВЛ между собой, с линиями связи, радиотрансляции,

- автоблокировочными линиями железных дорог;

- карты уровней изоляции ВЛ и распределительных устройств в районах с загрязненной атмосферой;

- информация о наличии в регионе источников и характер загрязнения атмосферы;

- информация о многолетней грозовой активности в регионе размещения электроустановки и ведомости о частях сетей наиболее уязвимых от молний.

12.12.2 Перед вводом в эксплуатацию собственником электроустановок должна быть проверена ответственность схем защиты от перенапряжений требованиям ПУЭ и проекта с составлением акта проверки.

12.12.3 Подвеска проводов ВЛ напряжением до 1000 В любого назначения (осветительных, телефонных, высокочастотных и т.п.) на конструкциях ОРУ, отдельно стоящих стержневых молниеотводах, прожекторных мачтах, дымовых трубах и градирнях, а также подводка этих линий к взрывоопасным помещениям запрещается.

Указанные линии должны выполняться кабелями с металлической оболочкой или кабелями без оболочки, проложенных в металлических трубах в земле.

Металлические оболочки кабелей и металлические трубы должны быть заземлены.

Подводка линий к взрывоопасным помещениям должна быть выполнена с учетом требований действующей инструкции по устройству грозозащиты зданий и сооружений.

12.12.4 Ежегодно перед началом грозового сезона необходимо проверять состояние защиты от перенапряжений РУ и линий электропередачи и обеспечивать готовность защиты от грозовых и внутренних перенапряжений.

На предприятиях должны регистрироваться случаи грозовых отключений и повреждений ВЛ, оборудования РУ и ТП. На основании полученных данных должна проводиться оценка надежности грозозащиты и разрабатываться, в случае необходимости, мероприятия по повышению ее надежности.

12.12.5 Ограничители перенапряжений и вентильные разрядники всех напряжений должны быть постоянно включены.

В ОРУ допускается отключение на зимний период (или отдельные его месяцы) вентильных разрядников, предназначенных только для защиты от грозовых перенапряжений в районах с ураганным ветром, гололедом, резким изменением температуры и интенсивным загрязнением.

12.12.6 Профилактические испытания вентильных и трубчатых разрядников, а также ограничителей перенапряжений должны проводиться в соответствии с РД 34.20.302 “Нормы испытания электрооборудования” с учетом требований заводов-изготовителей.

Измерения токов проводимости ограничителей перенапряжений должны проводиться, как правило, под рабочим напряжением без отключения от сети.

12.12.7 Техническое обслуживание средств грозозащиты и ведение эксплуатационно-ремонтной документации должно быть организовано в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации средств грозозащиты и местных инструкций.

12.12.8 Замена вентильных разрядников ограничителями перенапряжений должна выполняться на основе проектного решения.

12.12.9 В сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов допускается работа воздушных и кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения.

При этом к отысканию места повреждения персонал должен приступить немедленно и устранить его в кратчайший срок.

В сетях с компенсацией емкостных токов продолжительность замыкания на землю не должна превышать допустимой продолжительности непрерывной работы дугогасящих реакторов.

В сетях генераторного напряжения, а также в сетях, к которым подключены двигатели высокого напряжения, работа с замыканием на землю допускается в соответствии с 12.1.29.

12.12.10 Компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих значения, приведенные в таблице 12.8.

Таблица 12.8

Номинальное напряжение сети, кВ	6	10	15-20	35
Емкостный ток замыкания на землю, А	30	20	15	10

В сетях 6-20 кВ с ВЛ на железобетонных и металлических опорах и во всех сетях 35 кВ дугогасящие реакторы должны применяться при емкостном токе замыкания на землю более 10 А.

Допускается применять компенсацию в сетях 6-35 кВ также при значениях емкостного тока меньших от приведенных выше.

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях должны

применяться заземляющие дугогасящие реакторы с автоматическим или ручным регулированием тока, а во вновь проектируемых кабельных сетях, а также при реконструкции подстанций только с автоматическим регулированием.

12.12.11 Измерение емкостных токов замыкания на землю, напряжений несимметрии и смещения нейтрали в сетях с компенсацией емкостного тока должно проводиться при вводе в эксплуатацию дугогасящих реакторов и значительных изменениях схемы сети, но не реже одного раза в 6 лет.

Измерение токов дугогасящих реакторов и токов замыкания на землю при различных настройках проводится при необходимости.

В сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью расчеты емкостных токов замыкания на землю должны проводиться при вводе данной сети в эксплуатацию, а также при изменениях схемы сети.

12.12.12 Мощность дугогасящих реакторов должна быть выбрана по значению емкостного тока сети с учетом ее перспективного развития в ближайшие 10 лет.

Заземляющие дугогасящие реакторы должны быть установлены на подстанциях, связанных с компенсируемой сетью не менее чем двумя линиями электропередачи.

Установка дугогасящих реакторов на тупиковых подстанциях запрещается.

Дугогасящие реакторы должны быть присоединены к нейтралю трансформаторов, генераторов или синхронных компенсаторов через разъединители. Возле привода разъединителя должна быть установлена световая сигнализация о наличии в сети замыкания на землю.

Для подключения дугогасящих реакторов, как правило, должны использоваться трансформаторы со схемой соединения обмоток “звезда с выведенной нейтралью-треугольник”.

Подключение дугогасящих реакторов к трансформаторам, защищенным плавкими предохранителями, запрещается.

Ввод дугогасящего реактора, предназначенный для заземления, должен быть соединен с общим заземляющим устройством через трансформатор тока.

12.12.13 Дугогасящие реакторы должны иметь резонансную настройку.

Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой реактивная составляющая тока замыкания на землю должна быть не более 5 А, а степень расстройки – не более 5 %. Если установленные в сетях 6-10 кВ дугогасящие реакторы со ступенчатым регулированием индуктивности имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается настройка с реактивной составляющей тока замыкания на землю не более 10 А. В сетях 35кВ при емкостном токе замыкания на землю менее 15 А допускается степень расстройки до 10%.

При значениях емкостного тока замыкания на землю менее 10 А степень расстройки не нормируется.

Работа сетей с недокомпенсацией емкостного тока, как правило, не допускается. Разрешается применение настройки с недокомпенсацией лишь временно при отсутствии дугогасящих реакторов необходимой мощности и при условии, что аварийно возникающие несимметрии емкостей фаз сети (например, обрыв провода или перегорание плавких предохранителей) не могут привести к появлению напряжения смещения нейтрали, превышающего 70 % фазного напряжения.

12.12.14 При наличии в сети замыкания на землю включать и отключать дугогасящий реактор запрещается.

12.12.15 В сетях, работающих с компенсацией емкостного тока, напряжение несимметрии должно быть не выше 0,75 % фазного напряжения.

При отсутствии в сети замыкания на землю напряжение смещения нейтрали допускается не выше 15 % фазного напряжения длительно и не выше 30 % в течение 1 ч.

Снижение напряжения несимметрии и смещения нейтрали до указанных значений должно быть осуществлено выравниванием емкостей фаз сети относительно земли

(транспозицией проводов ВЛ, а также распределением конденсаторов высокочастотной связи между фазами линий).

При подключении к сети конденсаторов высокочастотной связи, конденсаторов молниезащиты вращающихся машин и новых ВЛ 6-35 кВ должна быть проверена допустимость несимметрии емкостей фаз относительно земли.

Пофазные включения и отключения воздушных и кабельных линий, которые могут приводить к напряжению смещения нейтрали, превышающему указанные значения, запрещается.

Для контроля напряжения несимметрии и напряжения смещения нейтрали на щитах управления электростанций и подстанций должны быть установлены стационарные измерительные приборы.

12.12.16 В сетях 6-10 кВ, как правило, должны применяться плавнорегулируемые дугогасящие реакторы с автоматической настройкой тока компенсации.

При применении дугогасящих реакторов с ручным регулированием тока показатели настройки должны определяться по измерителю расстройки компенсации. Если такой прибор отсутствует, показатели настройки должны выбираться на основании результатов измерений емкостных токов и токов дугогасящих реакторов с учетом напряжения смещения нейтрали.

12.12.17 В сетях 6-10 кВ, где требуется отключение присоединения при однофазном замыкании на землю, с целью обеспечения надежной работы защиты от замыканий на землю и снижения перенапряжений допускается работа сети с заземлением нейтрали через резистор (частично заземленная нейтраль).

12.12.18 В электроустановках с вакуумными выключателями, как правило, должны быть предусмотрены мероприятия по защите от коммутационных перенапряжений. Отказ от защиты от перенапряжений должен быть обоснован.

12.12.19 Защиту от перенапряжений в сетях генераторного напряжения и собственных нужд электростанций рекомендуется осуществлять с помощью ограничителей перенапряжений.

12.12.20 На подстанциях 110–220 кВ для предотвращения возникновения перенапряжений от самопроизвольных смещений нейтрали или опасных феррорезонансных процессов оперативные действия должны начинаться с заземления нейтрали трансформатора, включаемого на ненагруженную систему шин с электромагнитными трансформаторами напряжения.

Перед отделением от сети ненагруженной системы шин с электромагнитными трансформаторами напряжения нейтраль питающего трансформатора должна быть заземлена.

В сетях 110–220 кВ при появлении неполнофазного режима питания трансформаторов, работающих с изолированной нейтралью, оперативные действия, связанные с заземлением нейтрали этих трансформаторов, не допускаются.

Распределительные устройства 150–500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, контакты которых шунтированы конденсаторами, должны быть проверены расчетами на возможность возникновения феррорезонансных перенапряжений при отключениях систем шин. По результатам расчетов, при необходимости, должны быть приняты меры к предотвращению феррорезонанса при оперативных переключениях и автоматических отключениях в соответствии с ГКД 34.47.501-95 «Руководящие указания по предотвращению феррорезонанса в распределительных устройствах 110-500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, содержащими емкостные делители напряжения».

В сетях и на присоединениях 6-35 кВ, в случае необходимости, должны быть приняты меры к предотвращению феррорезонансных процессов, в том числе самопроизвольных смещений нейтрали.

12.12.21 Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжения силовых

трансформаторов и автотрансформаторов должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены от перенапряжений вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжений, присоединенными к вводу каждой фазы.

Допускается выполнять защиту неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных первыми от магнитопровода, заземлением одной из вершин треугольника или нейтрали обмотки.

Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к обмотке низшего напряжения постоянно подключена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

12.12.22 В сетях напряжением 110 кВ и выше разземление нейтрали обмоток 110-220кВ силовых трансформаторов, а также выбор действия релейной защиты и системной автоматики должны осуществляться таким образом, чтобы при различных оперативных и автоматических отключениях не выделялись участки сети без трансформаторов с заземленными нейтралью.

Защита от перенапряжений нейтрали обмоток 110–220 кВ трансформаторов с уровнем изоляции ниже, чем у линейных вводов, которые могут работать с разземленной нейтралью, должна быть осуществлена вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжений.

12.12.23 В сетях 110–750 кВ при оперативных переключениях и в аварийных режимах кратковременные повышения напряжения промышленной частоты (50 Гц) на оборудовании не должны превышать относительных значений (для напряжения между фазами или полюсами – по отношению к наибольшему рабочему напряжению; для напряжения относительно земли – по отношению к наибольшему рабочему напряжению, деленному на $\sqrt{3}$), указанных в таблице 12.9; наибольшее рабочее напряжение электрооборудования на напряжение 110-750 кВ приведено в таблице 12.10.

Указанные в таблице 12.9 относительные значения напряжения распространяются также на повышенные напряжения, отличающиеся от синусоиды частоты 50 Гц за счет наложения гармонических составляющих напряжения. Указанные в таблице 12.9 значения напряжения между фазами и относительно земли представляют отношение максимума повышенного напряжения соответственно к амплитуде наибольшего рабочего напряжения или к амплитуде наибольшего рабочего напряжения, деленной на $\sqrt{3}$.

Таблица 12.9 – Допустимые кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования классов напряжения от 110 до 750 кВ

Вид электрооборудования	Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения (относительное значение) не более, при длительности воздействия t			
		20 мин	20 с	1 с	0,1 с
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	110–500	$\frac{1,10}{1,10}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,90}{1,50}$	$\frac{2,00}{1,58}$
Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	110–330	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,35}{1,35}$	$\frac{2,00}{1,50}$	$\frac{2,10}{1,58}$
	500	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,35}{1,35}$	$\frac{2,00}{1,50}$	$\frac{2,08}{1,58}$
Коммутационные аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи и шинные опоры	110–500	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,60}{1,60}$	$\frac{2,20}{1,70}$	$\frac{2,40}{1,80}$
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	750	1,10	1,25	1,67	1,76
Шунтирующие реакторы, коммутационные аппараты, трансформаторы напряжения и тока, конденсаторы связи и	750	1,10	1,30	1,88	1,98

шинные опоры						
--------------	--	--	--	--	--	--

Таблица 12.10 – Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования классов напряжения от 110 до 750 кВ

Класс напряжения электрооборудования, кВ	110	150	220	330	500	750
Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ	126	172	252	363	525	787

В числителе таблицы указаны значения допустимого повышения напряжения относительно земли, в знаменателе – между фазами.

Значения допустимых повышений напряжения между фазами относятся только к трехфазным силовым трансформаторам, шунтирующим реакторам и электромагнитным трансформаторам напряжения, а также к аппаратам в трехполюсном исполнении при расположении трех полюсов в одном баке или на одной раме. При этом для аппаратов классов напряжения 110, 150 и 220 кВ значения 1,60, 1,70 и 1,80 относятся только к междуфазной внешней изоляции.

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, независимо от значений, указанных в таблице 12.9, по условию нагрева магнитопровода кратность повышенного напряжения в долях номинального напряжения установленного ответвления обмотки должна быть ограничена при 20 мин до 1,15, при 20 с до 1,30.

Для выключателей, независимо от значений, указанных в таблице 12.9, повышенные напряжения должны быть ограничены пределами, при которых кратность собственного восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя не превышает значений:

– по условию отключения неповрежденной ненагруженной фазы линии при несимметричном коротком замыкании – 2,4 или 2,8 (в зависимости от исполнения выключателя, указанного в технических условиях) для оборудования 110–220 кВ и 3,0 - для оборудования 330–750 кВ;

– по условию отключения ненагруженной линии – 2,8 для оборудования 330–750 кВ согласно ГОСТ 687-78Е “Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия” и ГОСТ 12450-82 “Выключатели переменного тока на номинальное напряжение от 110 до 750 кВ. Технические требования к отключению ненагруженных воздушных линий и методы испытаний”.

При длительности t повышения напряжения, промежуточной между двумя значениями, приведенными в таблице 12.9, допустимое повышение напряжения должно быть равно указанному для большего из этих двух значений длительности.

При $0,1 \text{ с} < t \leq 0,5 \text{ с}$ допускается повышение напряжения, равное $U_{1c} + 0,3 (U_{0,1c} - U_{1c})$, где U_{1c} и $U_{0,1c}$ – допустимые повышения напряжения при длительностях t , равных соответственно 1,0 и 0,1 с.

Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 20 с и 20 мин должен быть не менее 1 ч. Если повышение напряжения длительностью 20 мин имело место два раза (с интервалом 1 ч), то в течение ближайших 24 ч повышение напряжения в третий раз допускается лишь в случае, если это требуется исходя из аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 ч.

Количество повышений напряжения длительностью 20 мин не должно быть более 50 в течение 1 года.

Количество повышений напряжения длительностью 20 с не должно быть более 100 за срок службы электрооборудования, указанный в стандартах на отдельные виды электрооборудования, или за 25 лет, если срок службы не указан. При этом количество повышений напряжения длительностью 20 с не должно быть более 15 в течение 1 года и более двух в течение 1 суток.

Количество повышений напряжения длительностью 0,1 и 1,0 с не регламентировано.

При одновременном воздействии повышенного напряжения на несколько видов оборудования допустимым для электроустановки в целом является значение наименьшее из нормированных для этих видов оборудования.

Допустимые кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц ограничителей перенапряжений не должны превышать значений, приведенных в документации заводов-изготовителей.

Для предотвращения повышения напряжения сверх допустимых значений в местных инструкциях должен быть указан порядок операций по включению и отключению каждой линии электропередачи 330-750 кВ и линий 110-220 кВ большой длины. Для линий 330-750кВ и тех линий 110-220 кВ, где возможно повышение напряжения более 1,1 наибольшего рабочего, должна быть предусмотрена релейная защита от повышения напряжения.

В схемах, в том числе пусковых, в которых при плановых включениях линии возможно повышение напряжения более 1,1, а при автоматических отключениях более 1,4 наибольшего рабочего, рекомендуется предусматривать автоматику, ограничивающую до допустимых уровней значение и продолжительность

12.13 Освещение

12.13.1 Рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории должно обеспечивать освещенность согласно “Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий”.

Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

Светоограждение дымовых труб, вентиляционных труб АЭС и других высоких сооружений должно соответствовать “Правилам маркировки и светоограждения высотных препятствий”.

12.13.2 В помещениях главного, центрального и блочного щитов управления электростанций и подстанций, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения должны обеспечивать на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк; одна-две лампы должны быть присоединены к шинам постоянного тока через предохранители или автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение должно обеспечивать в помещениях и проходах достаточную освещенность для прохода и эвакуации персонала.

12.13.3 Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме должно питаться от разных независимых источников питания.

При отключении источников питания на электростанциях, подстанциях и диспетчерских пунктах аварийное освещение должно автоматически переключаться на аккумуляторную батарею или другой независимый источник питания.

Присоединение к сети аварийного освещения других видов нагрузок, не относящихся к этому освещению, запрещается.

Питание сети освещения по схемам, отличным от проектных, запрещается.

Сеть аварийного освещения не должна иметь штепсельных розеток.

Светильники эвакуационного освещения должны быть присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения.

При отключении источника питания эвакуационного освещения оно должно переключаться на аккумуляторную батарею или другой независимый источник питания.

12.13.4 Переносные ручные светильники ремонтного освещения должны питаться от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током – от сети напряжением не выше 12 В.

Вилки на напряжение 12 – 42 В не должны подходить к розеткам сети напряжением

127 и 220 В. Розетки должны иметь надписи с указанием напряжения.

Для защиты групповых линий, которые питают штепсельные розетки для переносных электрических приборов, рекомендуется предусмотреть устройства защитного отключения.

12.13.5 Установка ламп мощностью больше допустимой для данного типа светильников запрещается. Эксплуатация светильников со снятыми рассеивателями, экранирующими и защитными решетками запрещается.

12.13.6 Сети внутреннего, наружного, а также охранного освещения энергообъектов должны иметь питание по отдельным линиям.

Управление сетью наружного рабочего освещения, кроме сети освещения склада топлива и удаленных объектов электростанций, а также управление сетью охранного освещения должно осуществляться из помещения главного или центрального щита управления.

12.13.7 Сеть освещения энергообъектов должна получать питание через стабилизаторы напряжения или от отдельных трансформаторов, обеспечивающих возможность поддержания напряжения освещения в необходимых пределах.

Напряжение на лампах должно быть не выше номинального. Понижение напряжения у наиболее удаленных ламп сети внутреннего рабочего освещения, а также прожекторных установок должно быть не более 5 % номинального напряжения; у наиболее удаленных ламп сети наружного и аварийного освещения и в сети напряжением 12 – 42 В – не более 10 % (для люминесцентных ламп – не более 7,5 %).

12.13.8 В коридорах РУ, имеющих два выхода и в проходных туннелях освещение должно быть выполнено с двусторонним управлением.

12.13.9 На щитах и сборках осветительной сети на всех выключателях (рубильниках, автоматах) должны быть надписи с наименованием присоединения, а на предохранителях – с указанием значения тока плавкой вставки.

12.13.10 У дежурного персонала должны быть схемы сети освещения, запас плавких калиброванных вставок и ламп всех напряжений осветительной сети. Дежурный и оперативно-ремонтный персонал даже при наличии аварийного освещения должен быть снабжен переносными электрическими фонарями.

12.13.11 Очистку светильников, замену ламп и плавких вставок, ремонт и осмотр осветительной сети на электростанциях должен производить персонал электроцеха. В помещениях с мостовыми кранами этот персонал может обслуживать светильники с соблюдением мер безопасности.

Периодичность очистки должна устанавливаться с учетом местных условий.

12.13.12 Осмотр и проверка осветительной сети должны производиться в следующие сроки:

- проверка действия автомата аварийного освещения – не реже одного раза в месяц в дневное время;
- проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения – два раза в год;
- измерение освещенности рабочих мест – при вводе в эксплуатацию и в дальнейшем по мере необходимости;
- испытание изоляции стационарных трансформаторов напряжением 12 – 42 В – один раз в год; переносных трансформаторов и светильников напряжением 12 – 42 В – два раза в год.

Обнаруженные при проверке и осмотре дефекты должны быть устранены в кратчайший срок.

Результаты проверки должны фиксироваться в журнале, форма которого утверждается техническим руководителем энергопредприятия.

12.13.13 Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного, эвакуационного и рабочего освещения, испытание и измерение

сопротивления изоляции должны производиться при пуске в эксплуатацию, а в дальнейшем – по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

12.14 Электролизные установки

12.14.1 Устройство и эксплуатация электролизных установок должны соответствовать требованиям Государственного комитета Украины по надзору за охраной труда.

12.14.2 При эксплуатации электролизных установок должны контролироваться:

- напряжение и ток на электролизерах;
- давление водорода и кислорода;
- уровни жидкости в аппаратах;
- разность давлений между системами водорода и кислорода;
- температура электролита в циркуляционном контуре;
- температура газов в установках осушки;
- чистота водорода и кислорода в аппаратах;
- содержание водорода в помещениях электролизной установки.

Нормальные и предельные значения контролируемых параметров должны быть установлены на основе инструкции завода-изготовителя и проведенных испытаний и строго соблюдаться при эксплуатации.

12.14.3 Технологические защиты электролизных установок должны действовать на отключение преобразовательных агрегатов (двигателей-генераторов) при следующих отклонениях от установленного режима:

- разность давлений в регуляторах давления водорода и кислорода более 200 кгс/м² (2,0 кПа);
- содержание водорода в кислороде более 2 %;
- содержание кислорода в водороде более 1 %;
- повышение давления в системах выше номинального;
- возникновение межполюсных коротких замыканий;
- возникновение однополюсных коротких замыканий на землю (для электролизеров с центральным отводом газов);
- исчезновение напряжения на преобразовательных агрегатах (двигателях-генераторах) со стороны переменного тока.

На ЦЦУ должен подаваться сигнал в случае:

- автоматического отключения электролизной установки;
- повышения температуры электролита в циркуляционном контуре выше 70 °С;
- повышения содержания водорода в кислороде более 1,2 %;
- повышения содержания кислорода в водороде более 0,4 %;
- увеличения содержания водорода в воздухе помещений электролизеров и датчиков газоанализаторов до 1 % на щит управления должен подаваться сигнал.

После получения сигнала дежурный персонал должен прибыть на электролизную установку не позднее чем через 15 мин.

Повторный пуск электролизной установки после отключения ее технологической защитой должен осуществляться дежурным персоналом только после выявления и устранения причины отключения.

12.14.4 Электролизная установка, работающая без постоянного дежурства персонала, должна осматриваться не реже одного раза в смену. Обнаруженные дефекты и неполадки должны регистрироваться в журнале (картотеке) и устраняться в кратчайшие сроки.

При осмотре электролизной установки дежурный персонал должен проверять:

- соответствие показаний дифференциального манометра-уровнемера уровням обессоленной воды в регуляторах давления работающего электролизера;
- уровни обессоленной воды в регуляторах давления отключенного электролизера;

- открытое положение вентилях выпуска водорода и кислорода в атмосферу из отключенного электролизера;
- наличие воды в гидрозатворах;
- расход газов в датчиках газоанализаторов (по ротаметрам);
- плотность вентилях на трубопроводе электролита и трубопроводе подачи обессоленной воды в уравнительные баки.

Дежурный персонал обязан записать в суточную ведомость следующие параметры:

- нагрузку и напряжение на электролизере;
- чистоту газов на выходе из электролизера;
- температуру газов на выходе из электролизера;
- показания дифференциального манометра;
- давление водорода и кислорода в системе и ресиверах;
- давление инертного газа в ресиверах.

12.14.5 Для проверки исправности автоматических газоанализаторов один раз в сутки должен проводиться химический анализ содержания кислорода в водороде и водорода в кислороде. При неисправности одного из автоматических газоанализаторов соответствующий химический анализ должен проводиться каждые 2 ч.

12.14.6 На регуляторах давления водорода и кислорода и на ресиверах предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на давление, равное 1,15 номинального. Предохранительные клапаны на регуляторах давления должны проверяться не реже одного раза в 6 месяцев, а предохранительные клапаны на ресиверах — не реже одного раза в 2 года. Предохранительные клапаны должны испытываться на стенде азотом или чистым воздухом.

12.14.7 На трубопроводах подачи водорода и кислорода в ресиверы, а также на трубопроводе подачи обессоленной воды (конденсата) в питательные баки должны быть установлены газоплотные обратные клапаны.

12.14.8 Для электролиза должна применяться вода с содержанием железа не более 30 мкг/дм³, хлоридов не более 20 мкг/дм³ и карбонатов не более 70 мкг-экв/дм³.

Для приготовления электролита должны применяться гидрат окиси калия (KOH) технический высшего сорта, поставляемый в виде чешуек в полиэтиленовых вкладышах или мешках, или калиево-литиевый электролит и обессоленная вода.

12.14.9 Чистота водорода, вырабатываемого электролизными установками, должна быть не ниже 99 %, а кислорода – не ниже 98 %.

Подъем давления газов в аппаратах до номинального значения разрешается только после достижения указанной чистоты водорода и кислорода.

12.14.10 Температура электролита в электролизере должна быть не выше 80°C, а разность температур наиболее горячих и холодных ячеек электролизера не выше 20 °C.

12.14.11 При использовании кислорода для нужд электростанции его давление в ресиверах должно поддерживаться ниже давления водорода в них.

12.14.12 Перед включением электролизера в работу все аппараты и трубопроводы должны быть продуты азотом. Чистота азота для продувки должна быть не ниже 97,5 %. Продувка считается законченной, если содержание азота в выдуваемом газе достигает 97 %.

Продувка аппаратуры электролизеров углекислым газом запрещается.

12.14.13 Подключение электролизера к ресиверам, находящимся под давлением водорода, должно осуществляться при превышении давления в системе электролизера по отношению к давлению в ресиверах не менее чем на 0,5 кгс/см² (50 кПа).

12.14.14 Для вытеснения воздуха или водорода из ресиверов должен применяться углекислый газ или азот. Воздух должен вытесняться углекислым газом до тех пор, пока содержание углекислого газа в верхней части ресиверов не достигнет 85%, а при вытеснении водорода – 95 %.

Вытеснение воздуха или водорода азотом должно производиться пока содержание

азота в выдуваемом газе не достигнет 97 %.

При необходимости внутреннего осмотра ресиверов они должны предварительно продуваться воздухом до тех пор, пока содержание кислорода в выдуваемом газе не достигнет 20 %.

Азот или углекислый газ должен вытесняться водородом из ресиверов, пока в их нижней части содержание водорода не достигнет 99 %.

12.14.15 В процессе эксплуатации электролизной установки должны проверяться:

- плотность электролита – не реже одного раза в месяц;
- напряжение на ячейках электролизеров – не реже одного раза в 6 месяцев;
- действие технологических защит, предупредительной и аварийной сигнализации и состояние обратных клапанов – не реже одного раза в 3 месяца.

12.14.16 При работе установки сорбционной осушки водорода или кислорода переключение адсорберов-осушителей должно выполняться по графику.

При осушке водорода методом охлаждения температура водорода на выходе из испарителя должна быть не выше минус 5 °С.

Для оттаивания испаритель должен периодически по графику отключаться.

12.14.17 При отключении электролизной установки на срок до 1 ч разрешается оставлять аппаратуру под номинальным давлением газа, при этом сигнализация повышения разности давлений в регуляторах давления кислорода должна быть включена.

При отключении электролизной установки на срок до 4 ч давление газов в аппаратах должно быть понижено до 0,1–0,2 кгс/см² (10–20 кПа), а при отключении на срок более четырех часов аппараты и трубопроводы должны быть продуты азотом. Продувка должна выполняться также во всех случаях вывода электролизера из работы при обнаружении неисправности.

12.14.18 При работе на электролизной установке одного электролизера и нахождении другого в резерве вентили выпуска водорода и кислорода в атмосферу на резервном электролизере должны быть открыты.

12.14.19 Промывка электролизеров, проверка усилия затяжки их ячеек и ревизия арматуры должны производиться один раз в 6 месяцев.

Проверка сопротивления изоляции стяжных болтов должна проводиться один раз в 3 месяца, а проверка сопротивления изоляции изолирующих подставок один раз в 2 года.

Текущий ремонт, включающий вышеупомянутые работы, а также разборка электролизеров с заменой прокладок, промывка и очистка диафрагм и электродов и замена дефектных деталей должны осуществляться один раз в 3 года.

Капитальный ремонт электролизной установки с заменой асбестовой ткани на диафрагменных рамах должен производиться один раз в 6 лет.

При отсутствии утечек электролита из электролизеров и сохранении нормальных параметров технологического режима допускается удлинение срока работы электролизной установки между текущими и капитальными ремонтами по решению технического руководителя энергообъекта.

12.14.20 Трубопроводы электролизной установки должны окрашиваться в соответствии с ГОСТ 14202 "Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки". Окраска аппаратов должна выполняться по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа; окраска ресиверов – светлой краской с кольцами по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа.

12.15 Энергетические масла

12.15.1. При эксплуатации маслonaполненного оборудования должно быть обеспечено выполнение нормативных требований к энергетическим маслам.

Отработанные масла подлежат сбору, регенерации и подготовке к повторному использованию.

Для обеспечения требуемого качества энергетического масла в эксплуатации необходимо проводить его контроль в установленном объеме и с требуемой периодичностью для каждой группы оборудования.

12.15.2 Все энергетические масла (электроизоляционные, турбинные, компрессорные, промышленные и др.) принимаемые на энергопредприятиях от поставщиков, должны иметь сертификаты качества или паспорта и быть подвергнуты лабораторному анализу в целях определения их соответствия требованиям действующих стандартов. Масла, не отвечающие требованиям действующих стандартов, в соответствии с которыми они производятся, применять в оборудовании запрещается.

12.15.3 Контроль показателей качества масел производится согласно следующим НД:

- ГКД 34.43.101 “Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Методичні вказівки”;
- РД 34.43.102 “Инструкция по эксплуатации нефтяных турбинных масел”;
- РД 34.43.106 “Типовая инструкция по приемке, хранению и эксплуатации огнестойкого турбинного масла ОМТИ”.

При этом следует также учитывать указания заводов-изготовителей оборудования, если их требования более жесткие к показателям качества масла или к срокам его проверки.

Объем проверки трансформаторного масла определяется видом и классом напряжения оборудования.

12.15.4 Масляное хозяйство электростанций должно находиться в ведении производственного подразделения, определенного приказом руководителя энергообъекта.

Трансформаторное масло электрических станций в части эксплуатации должно находиться в ведении электроцеха станции, электрических сетей – в ведении службы изоляции и молниезащиты или другого производственного подразделения, определенного приказом руководителя электросетей.

12.15.5 Для хранения масел создают открытый склад, оборудованный баками (резервуарами). Масла разных марок должны храниться отдельно.

Резервуары должны быть оборудованы воздухоосушительными фильтрами, указателями уровня масла, пробоспускными кранами на сливных патрубках. Внутренняя поверхность резервуаров для масла должна иметь маслобензостойкое антикоррозионное покрытие согласно ГОСТ 1510 “Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение”.

12.15.6 При приобретении энергетических масел необходимо придерживаться следующих этапов:

- заказ масла с требуемыми характеристиками;
- идентификация заказанного масла до его поставки;
- приемка поступившего масла;
- перевод (при необходимости) масла в стадию хранения.

Процедура идентификации масла до поставки заключается в проведении экспертизы его технической документации. При поступлении масла необходимо произвести отбор контрольных образцов (проб) масла с цистерн для определения соответствия его характеристик требованиям НД.

12.15.7 Поступившее трансформаторное масло должно быть подвергнуто лабораторным испытаниям. При поставке в железнодорожных и автоналивных цистернах масло необходимо испытать из каждой цистерны до его слива с определением характеристик в объеме сокращенного анализа.

Масло, предназначенное для заливки в электрооборудование напряжением 220 кВ и выше, должно быть проверено также на тангенс угла диэлектрических потерь и стабильность. Испытание на стабильность разрешается проводить после слива масла в емкость для хранения.

12.15.8 После лабораторных испытаний масло необходимо слить в емкости маслохозяйства и перевести его на хранение или подвергнуть обработке для заливки в электрооборудование.

12.15.9 Трансформаторное масло, находящееся на хранении, необходимо проверять со следующей периодичностью:

- через 3 суток после слива в емкости для постоянного хранения (проверка проводится в объеме 12.15.7);
- один раз в год проводится проверка электрической прочности;
- не реже одного раза в 3 года проверка производится в объеме 12.15.7.

При ухудшении результатов проверки по сравнению с начальными более чем на 10 % необходимо принимать меры к недопущению дальнейшего ухудшения характеристик масла.

12.15.10 По значениям показателей качества трансформаторные масла подразделяют на: свежее сухое (до заливки в электрооборудование), после заливки в электрооборудование, эксплуатационные и регенерированные.

Масла, не отвечающие требованиям ГОСТ, ТУ или стандартам МЭК по показателям испытаний, не разрешается заливать в электрооборудование.

12.15.11 Марка свежего трансформаторного масла и требования к его показателям качества определяются классом напряжения и видом оборудования.

При необходимости допускается смешивание свежих масел, имеющих одинаковые или близкие области применения. Смесь масел, предназначенных для различных классов напряжения, должна применяться только в оборудовании низшего класса напряжения.

Электрооборудование после капитального ремонта должно быть залито трансформаторным маслом, удовлетворяющим нормам ГКД 34.43.101 “Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Методичні вказівки”.

При необходимости в силовые трансформаторы напряжением 220 кВ включительно допускается заливка эксплуатационного масла с кислотным числом не более 0,05 мг КОН на 1 г масла, удовлетворяющего нормам на эксплуатационное масло по содержанию водорастворимых кислот, растворенного шлама, механических примесей и имеющего пробивное напряжение на 10 кВ выше эксплуатационной нормы, тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С не более 2,6 % и содержит антиокислительную присадку ионов, не менее 0,2 %.

12.15.12 В процессе эксплуатации сорбенты в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов мощностью свыше 630 кВА должны заменяться при кислотном числе более 0,1 мг КОН на 1 г масла или при содержании водорастворимых кислот более 0,014 мг КОН на 1 г масла, а также в случае ухудшения характеристик изоляции.

Замена сорбента в трансформаторах мощностью до 630 кВА включительно должна производиться при неудовлетворительных характеристиках изоляции.

Содержание влаги в сорбенте перед загрузкой в фильтры должно быть не более 0,5 % его массы.

12.15.13 Контроль качества энергетических масел на энергообъектах и оставление графиков контроля должна осуществлять химическая лаборатория (химический цех) или соответствующие подразделения.

Объем и периодичность контроля трансформаторного масла проводится согласно графику, составленному на основании НД, требований заводов-изготовителей оборудования, местных инструкций, результатов предыдущих проверок.

По требованию электроцеха (соответствующей службы или подразделения в электрических сетях) могут проводиться дополнительные (внеплановые) проверки трансформаторного масла.

12.15.14 Данные показателей качества масла, залитого в электрооборудование, а также масел хранящихся на складе, должны записываться в журнал (картотеку), в который также вносятся:

- дата проведения контроля качества масла;
- вид оборудования и его станционное (оперативное) обозначение;
- номер цистерны или емкости хранения на складе;
- марка масла, причина отбора;
- сведения о вводе присадок;
- количество и качество залитого масла;
- заключение о соответствии показателей масла требованиям НД.

По требованию структурного подразделения ему должен выдаваться протокол проверки, подписанный начальником химцеха или ответственным за проведение контроля качества масла и исполнителям.

12.15.15 На складе должен храниться неснижаемый запас трансформаторного масла, который на каждом объекте устанавливается в зависимости от местных условий, но не менее вместимости одного самого вместительного трехфазного масляного выключателя, и запас на доливки не менее 1 % всего масла, залитого в электрооборудование. На электростанциях, имеющих только воздушные или малообъемные масляные выключатели, – не менее 10 % объема масла, залитого в трансформатор наибольшей емкости.

В электрических сетях неснижаемый запас трансформаторного масла должен составлять не менее 2 % объема масла залитого в оборудование.

12.15.16 До слива из цистерн турбинные нефтяные и огнестойкие масла должны быть подвергнуты лабораторному испытанию:

- нефтяное – на кислотное число, температуру вспышки, кинематическую вязкость, реакцию водной вытяжки, содержание механических примесей и воды;
- огнестойкое – на кислотное число, содержание водорастворимых кислот, щелочей, температуру вспышки, вязкость, плотность, цвет и содержание механических примесей, которое должно определяться экспресс-методом.

Нефтяное турбинное масло, слитое из цистерны в пустой, чистый и сухой резервуар, должно быть проверено на время деэмульсации, стабильность против окисления, антикоррозионные свойства. В случае несоответствия качества масла по этим показателям требованиям государственных стандартов должен быть выполнен анализ пробы, отобранной из цистерны.

Слитое из цистерн масло должно быть приведено в состояние, пригодное для заливки в оборудование.

12.15.17 Эксплуатационное турбинное масло в паровых турбинах, питательных электро- и турбонасосах должно удовлетворять следующим нормам:

а) нефтяное:

- кислотное число – не более 0,3 мг КОН на 1 г масла;
- вода, шлам, механические примеси должны отсутствовать (определяются визуально);
- растворенный шлам должен отсутствовать (определяется при кислотном числе масла 0,1 мг КОН на 1 г масла и выше);
- термоокислительная стабильность по ГОСТ 981 “Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления” для масла Тп-22С (кислотное число – не более 0,6 КОН на 1 г масла; массовая доля осадка – не более 0,15 %).

Условия окисления масла: температура испытания ($120 \pm 0,5$) °С, время – 14 ч; скорость подачи кислорода – 200 см³/мин.

Термоокислительная стабильность масла определяется один раз в год перед наступлением осенне-зимнего максимума для масел или их смесей с кислотным числом 0,1 мг КОН на 1 г масла и более. Для масла из маслосистем питательных электро- и

турбонасосов этот показатель не определяется;

б) огнестойкое синтетическое:

- кислотное число – не более 1 мг КОН на 1 г масла;
- содержание водорастворимых кислот – не более 0,4 мг КОН на 1 г масла;
- массовая доля механических примесей – не более 0,01 %;
- изменение вязкости – не более 10 % исходного значения для товарного масла;
- содержание растворенного шлама (по методике ВТИ) – изменение оптической плотности не менее 25 % (определяется при кислотном числе масла 0,7 мг КОН на 1 г масла и выше).

12.15.18 Эксплуатация турбинных масел должна проводиться согласно местным инструкциям, разработанным на основании РД 34.43.102 и РД 34.43.106.

Огнестойкие турбинные масла, достигшие предельной эксплуатационной нормы по кислотному числу, должны быть отправлены на завод-изготовитель для восстановления качества.

12.15.19 Эксплуатационное масло Тп-30 в гидротурбинах должно удовлетворять следующим нормам:

- кислотное число – не выше 0,6 мг КОН на 1 г масла;
- вода, шлам, механические примеси должны отсутствовать (определяются визуально);
- массовая доля растворенного шлама – не более 0,01 %.

12.15.20 В процессе хранения и эксплуатации турбинное масло должно периодически подвергаться визуальному контролю и сокращенному анализу. В объем сокращенного анализа нефтяного масла входит определение кислотного числа, наличия механических примесей, шлама и воды; огнестойкого масла – определение кислотного числа, содержания водорастворимых кислот, наличия воды, количественное определение содержания механических примесей экспресс-методом.

Визуальный контроль масла заключается в проверке его по внешнему виду на содержание воды, шлама и механических примесей для решения о необходимости его очистки.

12.15.21 Периодичность проведения сокращенного анализа турбинного масла следующая:

- масла Тп-22С (ТУ 38.101.821) – не позднее чем через 1 месяц после заливки в масляные системы и далее в процессе эксплуатации не реже одного раза в 3 месяца при кислотном числе до 0,1 мг КОН на 1 г масла включительно и не реже одного раза в 2 месяца при кислотном числе более 0,1 мг КОН на 1 г масла;
- огнестойкого масла – не позднее чем через 1 неделю после начала эксплуатации и далее – не реже одного раза в 2 месяца при кислотном числе не выше 0,5 мг КОН на 1 г масла и не реже одного раза в 3 недели при кислотном числе выше 0,5 мг КОН на 1 г масла;
- турбинного масла, залитого в систему смазки синхронных компенсаторов, – не реже одного раза в 6 месяцев;
- масла Тп-30, применяемого в гидротурбинах, – не позднее чем через 1 месяц после заливки в масляную систему и далее не реже одного раза в год при полной прозрачности масла и массовой доле растворенного шлама не более 0,005 %; при массовой доле растворенного шлама более 0,005 % – не реже одного раза в 6 месяцев. При помутнении масла должен быть выполнен внеочередной сокращенный анализ.

При обнаружении в масле шлама или механических примесей во время визуального контроля должен быть проведен внеочередной сокращенный анализ.

Находящееся в резерве нефтяное турбинное масло должно подвергаться сокращенному анализу не реже одного раза в 3 года и перед заливкой в оборудование, а огнестойкое масло – не реже одного раза в год и перед заливкой в оборудование.

12.15.22 Визуальный контроль масла, применяемого в паровых турбинах и

турбонасосах, должен проводиться один раз в сутки.

Визуальный контроль масла, применяемого в гидротурбинах, на электростанциях с постоянным дежурством персонала, должен проводиться один раз в неделю, а на автоматизированных электростанциях – при каждом очередном осмотре оборудования, но не реже одного раза в месяц.

12.15.23 На электростанциях должен храниться постоянный запас нефтяного турбинного масла в количестве, равном (или более) вместимости масляной системы самого крупного агрегата, и запас на доливки не менее 45-дневной потребности; в организациях, эксплуатирующих электрические сети, постоянный запас масла должен быть равен (или более) вместимости масляной системы одного синхронного компенсатора и запас на доливки не менее 45-дневной потребности.

Постоянный запас огнестойкого турбинного масла должен быть не менее емкости одного бака системы регулирования и годового объема на доливки в систему смазки, но не более 15% объема последней.

Ежегодные доливки огнестойкого масла в зависимости от объема систем не должны превышать:

- в систему регулирования 7%;
- в систему смазки 12%.

12.15.24 Получаемые индустриальные масла и пластичные смазки должны быть подвергнуты визуальному контролю в целях обнаружения механических примесей и воды. Индустриальное масло, кроме того, должно быть дополнительно испытано на вязкость для контроля соответствия этого показателя государственным стандартам или техническим условиям.

12.15.25 Для вспомогательного оборудования и механизмов на электростанциях и в организациях, эксплуатирующих электрические сети, должны быть установлены нормы расхода, периодичность контроля качества и смены смазочных материалов. Марка смазочного материала, используемого для этих целей, должна соответствовать требованиям заводских инструкций по эксплуатации к ассортименту смазок, допущенных к применению на данном оборудовании. Возможность замены смазочных материалов должна быть согласована с предприятием-изготовителем оборудования.

В системах смазки вспомогательного оборудования с принудительной циркуляцией масло должно подвергаться визуальному контролю на содержание механических примесей, шлама и воды не реже одного раза в месяц. При обнаружении загрязнения масло должно быть очищено или заменено.

На каждой электростанции и в каждой организации, эксплуатирующей электрические сети, должен храниться постоянный запас смазочных материалов для вспомогательного оборудования не менее 45-дневной потребности.

12.15.26 Подача трансформаторного и турбинного масел к оборудованию и слив из него должны осуществляться по отдельным маслопроводам, а при их отсутствии – с применением цистерн или металлических бочек.

Для трансформаторных масел могут быть использованы разборные маслопроводы, предварительно очищенные прокачкой горячего масла.

Стационарные маслопроводы в нерабочем состоянии должны быть целиком заполнены маслом.

12.15.27 При эксплуатации масел необходимо соблюдать меры пожаробезопасности, исключая возникновение пожара, а также предотвращающие развитие пожара и обеспечивающие успешное тушение его в случае возникновения.

13 ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

13.1 Задачи и организация управления

13.1.1 В электроэнергетике Украины должна действовать единая централизованная диспетчерская система оперативно-технологического управления производством, передачей и распределением электрической энергии с учетом режимов централизованного теплоснабжения.

Централизованное диспетчерское управление распространяется на все объекты электроэнергетики, подключенные к ОЭС Украины, а также на межгосударственные электрические связи с энергосистемами смежных государств.

13.1.2 НЭК "Укрэнерго" и ее подразделения – региональные электроэнергетические системы (ЭЭС) должны выполнять функции централизованного диспетчерского управления объектами основной сети ОЭС Украины по обеспечению:

- надежной параллельной работы электрических станций в составе ОЭС Украины и ОЭС Украины с энергосистемами смежных государств;
- поддержания сбалансированного режима в ОЭС Украины;
- надежной и бесперебойной передачи электроэнергии через основную сеть ОЭС Украины энергоснабжающим компаниям и потребителям, питающимся от основной сети ОЭС;
- соблюдения требований энергетической безопасности ОЭС Украины.

Функции надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей, питающихся от электрических сетей энергоснабжающих компаний, должны обеспечивать эти компании.

13.1.3 В ОЭС Украины оперативно-диспетчерское управление должно быть организовано по иерархической структуре, предусматривающей распределение функций оперативного контроля и управления между отдельными уровнями, а также обязательную подчиненность нижестоящих уровней оперативного управления вышестоящим.

Организационную структуру оперативно-диспетчерского управления в ОЭС Украины от уровня НЭК "Укрэнерго" до уровня энергоснабжающих компаний и электростанций системного значения энергогенерирующих компаний (блочные ТЭС, АЭС, ГЭС Днепроовского и Днестровского каскадов) определяет НЭК "Укрэнерго" как орган оперативно-диспетчерского управления уполномоченный Минтопэнерго.

Структуру оперативного управления на объектах несистемного значения в энергоснабжающих и энергогенерирующих компаниях или самостоятельных субъектов электроэнергетики устанавливает руководство этих энергокомпаний (субъектов) с учетом соблюдения требований настоящих Правил и по согласованию с региональными ЭЭС.

13.1.4 Функции оперативного управления выполняют:

- по ОЭС Украины – диспетчерская служба НЭК "Укрэнерго";
- по ЭЭС – центральная диспетчерская служба (ЦДС) ЭЭС, а по структурным подразделениям ЭЭС магистральным электрическим сетям (МЭС) – оперативно-диспетчерская служба (ОДС) или оперативно-диспетчерские группы (ОДГ) МЭС, оперативный персонал подстанций 220 кВ и выше;
- на электростанциях (теплоцентралях) энергокомпаний, самостоятельных субъектов по производству электрической и тепловой энергии – оперативный персонал в смене электростанций (теплоцентралей);
- в энергоснабжающей компании – диспетчерская служба энергокомпаний, диспетчерские службы электросетей или оперативно-диспетчерские группы (ОДГ) районов электрических сетей (РЭС), оперативный персонал подстанций 110-150 кВ, оперативный персонал генерирующих источников энергоснабжающей компании;
- в тепловой сети - диспетчерская служба энергоснабжающей компании, оперативный персонал ТЭЦ и самостоятельных субъектов, оперативно-диспетчерские службы районов тепловых сетей и оперативный персонал станций теплоснабжения и

районных котельных.

13.1.5 В ОЭС Украины должно быть организовано непрерывное оперативное управление согласованной работой отдельных объектов электроэнергетики генерирующих, передающих и снабжающих энергокомпаний или самостоятельных субъектов электроэнергетики, работающих в составе ОЭС Украины.

Задачами оперативного управления в ОЭС Украины являются:

- разработка и ведение нормальных и ремонтных режимов работы электростанций, магистральных и распределительных сетей, обеспечивающих заданные условия энергоснабжения потребителей;

- обеспечение надежного и устойчивого функционирования ОЭС Украины и ее параллельной работы с энергосистемами смежных государств;

- планирование и ведение режима работы ОЭС Украины по активной мощности и частоте (в режимах раздельной работы) с учетом условий работы Оптового рынка электрической энергии Украины;

- выполнение требований по обеспечению качества электрической энергии и тепла;

- режимное обеспечение экономичности работы ОЭС Украины и ЭЭС, объектов электроэнергетики при рациональном использовании энергоресурсов, соблюдении режимов потребления энергии;

- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, передаче и распределении электрической энергии и тепла;

- осуществление оперативного обслуживания и контроля за работой устройств РЗА, автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) и средств диспетчерско-технологического управления (СДТУ).

13.1.6 На объектах электроэнергетики, в соответствии с действующей структурой оперативного обслуживания, должно быть организовано круглосуточное оперативное управление оборудованием, задачами которого являются:

- подготовка и ведение требуемого режима работы;

- подготовка и проведение переключений, пусков и остановов;

- предотвращение, локализация и ликвидация технологических нарушений, восстановление требуемого режима работы;

- подготовка к проведению ремонтных работ.

13.1.7 Оперативный персонал объектов электроэнергетики всех субъектов ОЭС Украины, независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности, несет полную ответственность за выполнение распоряжений дежурного диспетчера НЭК "Укрэнерго" и ЭЭС по вопросам входящим в их компетенцию, а диспетчеры НЭК "Укрэнерго" и ЦДС ЭЭС – за обоснованность своих распоряжений.

13.1.8 В ОЭС Украины все линии электропередачи, оборудование, теплопроводы и устройства РЗА, АСДУ, СДТУ электростанций и сетей должны быть распределены по уровням диспетчерского управления сверху - вниз в соответствии с иерархией диспетчерского управления.

Для каждого диспетчерского уровня должны быть установлены две категории управления оборудованием и сооружениями – оперативное управление и оперативное ведение.

13.1.9 В оперативном управлении дежурного диспетчера должны находиться линии электропередачи, оборудование, теплопроводы, устройства РЗА, АСДУ, СДТУ, операции с которыми должны производиться им самостоятельно или под его руководством и требуют координации действий подчиненного оперативного персонала и согласованных изменений на нескольких объектах.

13.1.10 В оперативном ведении дежурного диспетчера должны находиться линии электропередачи, оборудование, теплопроводы, устройства РЗА, АСДУ, СДТУ, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв электростанций, режим и надежность сетей ОЭС Украины в целом, а также настройку устройств РЗА, АСДУ,

СДТУ.

Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться с разрешения диспетчера, в ведении которого они находятся.

13.1.11 Перечни линий электропередачи, оборудования, теплопроводов, устройств РЗА, АСДУ, СДТУ, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении оперативного персонала энергокомпании или самостоятельного субъекта электроэнергетики, должны быть составлены с учетом решений вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления и утверждены соответственно руководством энергокомпании, структурного подразделения энергокомпании, самостоятельного субъекта электроэнергетики в установленном порядке.

НЭК "Укрэнерго" разрабатывает и сообщает в ЭЭС утвержденный руководством (главным диспетчером) НЭК "Укрэнерго" перечень оборудования, устройств РЗА, СДТУ, АСДУ, которые находятся в оперативном управлении или ведении диспетчера НЭК "Укрэнерго". На основании этого перечня ЭЭС составляют для объектов электроэнергетики региона аналогичный перечень, дополняя его оборудованием и устройствами, которые находятся в управлении или ведении диспетчера ЦДС ЭЭС. Этот перечень утверждается руководством (главным диспетчером) ЭЭС. На основании указанного перечня в энергокомпании и на объекте составляется свой перечень, утвержденный техническим руководителем энергокомпании и объекта электроэнергетики, который является единственным документом, устанавливающим оперативную подчиненность оборудования объекта по способу оперативно-диспетчерского управления для его работы в составе ОЭС Украины.

13.1.12 Взаимоотношения персонала различных уровней оперативно-диспетчерского управления в ОЭС Украины должны быть регламентированы соответствующими положениями по оперативно-техническим взаимоотношениям энергокомпаний и объектов электроэнергетики с оперативным персоналом НЭК "Укрэнерго" и ее ЭЭС, а также договорами на право участия собственников объектов электроэнергетики и энергокомпаний в параллельной работе с ОЭС Украины. Спорные вопросы, возникающие при подписании двустороннего положения по оперативным взаимоотношениям персонала и заключении договоров, должны решаться незамедлительно.

В договоре и положении о взаимоотношениях на право работы в составе ОЭС Украины в обязательном порядке должны быть четко и полно отражены основные вопросы взаимодействия субъекта с НЭК "Укрэнерго", ЭЭС, а также вопросы осуществления централизованного диспетчерского управления с указанием уровня ответственности каждого из участников договора.

Требования договоров НЭК "Укрэнерго" с энергокомпаниями и другими самостоятельными субъектами электроэнергетики по системным вопросам и условиям их работы в составе ОЭС Украины должны учитываться НКРЭ при выдаче энергетическим предприятиям лицензии на соответствующие виды деятельности в электроэнергетике (выработка и передача электроэнергии, энергоснабжение), а также ГП "Энергорынок" при заключении двусторонних договоров с членами - участниками Оптового рынка электрической энергии Украины.

При отсутствии взаимосогласованных договоров и положений об оперативно-техническом взаимоотношении работа энергокомпаний и самостоятельных субъектов электроэнергетики в составе ОЭС Украины не допускается.

13.1.13 Оперативно-диспетчерское управление в ОЭС Украины должно осуществляться с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления, системами контроля и записи оперативных переговоров, а также необходимой оперативной документацией.

На диспетчерских пунктах и щитах должны находиться составленные и утвержденные в установленном порядке перечни по видам оперативной документации.

13.1.14 В НЭК "Укрэнерго" и ее ЭЭС, на объектах электроэнергетики

энергокомпаний и самостоятельных субъектов должны быть разработаны местные инструкции по оперативно-диспетчерскому управлению, ведению оперативных переговоров и записей, производству переключений и ликвидации технологических нарушений с учетом специфики и структурных особенностей ЭЭС или объекта электроэнергетики, программы и бланки переключений.

Все оперативные переговоры, оперативно-диспетчерская документация на всех уровнях диспетчерского управления должны вестись с применением единой общепринятой терминологии, типовых распоряжений, сообщений и записей.

13.2 Планирование режима работы

13.2.1 При планировании режима работы должны быть обеспечены:

- сбалансированность графиков потребления энергии и нагрузки электростанций, теплоисточников, ЭЭС, ОЭС Украины с учетом условий работы Оптового рынка электрической энергии Украины, наличия энергоресурсов, состояния оборудования, реальных режимов и пропускной способности оборудования узлов нагрузки, электрических и тепловых сетей;

- соблюдение условий параллельной работы ОЭС Украины с энергосистемами других государств;

- соблюдение установленных предельных заданий по уровням энергопотребления с учетом введенных графиков ограничений потребителей;

- эффективность принципов оперативного управления режимами и функционирования устройств РЗА;

- надежность и экономичность производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии;

- создание необходимого вращающегося резерва мощности ОЭС Украины с учетом условий работы Оптового рынка электрической энергии Украины и обеспечения устойчивой работы ОЭС;

- выполнение графиков ремонта основного оборудования объектов электроэнергетики с учетом энергодбаланса и условий работы Оптового рынка электрической энергии Украины;

- наличие неснижаемого минимального запаса топлива на электростанции, гарантированная работа паровых СН станции и теплосети в зимний период.

13.2.2 Планирование режимов работы в ОЭС Украины должно производиться НЭК "Укрэнерго" и ее ЭЭС, с участием ГП "Энергорынок", на долгосрочные и краткосрочные периоды.

Планирование режимов должно осуществляться на основе:

- данных суточных ведомостей и статистических данных ЭЭС, ОЭС Украины, объектов электроэнергетики за предыдущие дни и периоды;

- прогноза нагрузки объектов электроэнергетики, ЭЭС и ОЭС Украины на планируемый период;

- данных ГП "Энергорынок" по ценовым заявкам ТЭС (ТЭЦ) энергогенерирующих компаний (энергоснабжающих компаний) и заявок энергоснабжающих компаний на режимы суточного (недельного) электропотребления;

- результатов контрольных измерений перетоков мощности, нагрузок и уровней напряжения в контрольных узлах ОЭС Украины, которые должны производиться два раза в год в рабочие дни июня и декабря;

- данных о вводе новых генерирующих мощностей, теплоисточников и сетевых объектов;

- технико-экономических характеристик генерирующего оборудования ТЭС (ТЭЦ) и режима водотока рек Днепр и Днестр;

- данных о предельно допустимых нагрузках оборудования и линий электропередачи;

- данных гидравлического расчета тепловых сетей.

13.2.3 Долгосрочное планирование режима ОЭС Украины, ЭЭС и объектов электроэнергетики должно осуществляться для характерных периодов года (годовые максимум и минимум нагрузок, период паводка, отопительный период и т. п.).

Долгосрочное планирование должно предусматривать:

- составление прогнозируемых годовых, квартальных, месячных балансов энергии и баланса мощности на часы максимума нагрузок;
- составление прогнозируемых сезонных балансов располагаемой мощности теплоисточников и присоединений тепловой нагрузки;
- создание необходимого вращающегося резерва мощности в ОЭС Украины, исходя из требований режима ОЭС, предложений ГП “Энергорынок” по условиям работы Оптового рынка электрической энергии Украины;
- определение и выдачу, с учетом условий работы Оптового рынка электрической энергии Украины, значений максимума электрической нагрузки и потребления электрической энергии, располагаемой мощности электростанций с учетом рабочей мощности и наличия энергоресурсов по месяцам года;
- определение и выдачу значений максимума тепловой нагрузки теплоисточников и потребления тепловой энергии с учетом эффективной ее выработки и потребления;
- разработка планов использования гидроресурсов гидроэлектростанций;
- составление, с учетом режима ОЭС Украины и условий работы Оптового рынка электрической энергии Украины, годовых и месячных планов ремонта основного оборудования электростанций, подстанций и линий электропередачи, тепловых сетей и теплоисточников, устройств РЗА, АСДУ, СДТУ;
- разработку оперативных схем электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей для нормальных и ремонтных режимов;
- расчеты нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов с учетом ввода новых генерирующих мощностей и сетевых объектов ЭЭС и выбора параметров настройки устройств РЗА, АСДУ, СДТУ;
- расчеты и определение максимально и аварийно допустимых значений перетоков мощности с учетом нормативных запасов устойчивости по линиям электропередачи (сечениям) для нормальных эксплуатационных и ремонтных схем сети;
- расчет максимально допустимой мощности электростанций по условиям сохранения устойчивости;
- разработку, контроль и выполнение заданий по графикам ограничений и аварийных отключений потребителей, по автоматической частотной разгрузке (АЧР) и специальной автоматике отключения нагрузки (САОН);
- разработку и выполнение технических решений по внедрению автоматики частотного деления и выделения электрических станций (энергоблока) на сбалансированную нагрузку с целью сохранения устойчивости выделенной части ЭЭС, обеспечения питания собственных нужд, выполнения экспортных поставок электроэнергии;
- расчеты токов короткого замыкания, проверку соответствия схем и режимов работы, электродинамической и термической устойчивости оборудования и отключающей способности выключателей, а также выбор параметров устройств РЗА, АСДУ, СДТУ;
- составление и уточнение инструкций для оперативного персонала по ведению режима и использованию устройств РЗА, АСДУ, СДТУ;
- определение потребности в новых устройствах РЗА, АСДУ, СДТУ.

13.2.4 Краткосрочное планирование режима ОЭС Украины, ЭЭС, электростанций, теплоисточников, тепловых и электрических сетей должно производиться с упреждением от 1 суток до 1 недели.

Краткосрочное планирование должно предусматривать:

- прогноз суточной электрической нагрузки и режимов ОЭС Украины;
- прогноз суточной тепловой нагрузки электростанций и теплоисточников, а также

расхода теплоносителя в тепловых сетях;

- распределение нагрузки между ЭЭС, электростанциями, отдельными энергоустановками, задания суточных графиков нагрузки ЭЭС, электростанции по условиям работы Оптового рынка электрической энергии Украины;

- решения по заявкам на согласованный вывод в ремонт (резерв) или включение в работу основного и вспомогательного оборудования с учетом мероприятий по ведению режима, изменению параметров настройки устройств РЗА, АСДУ, СДТУ.

13.2.5 Составленные, с учетом расчетных данных ГП “Энергорынок”, и утвержденные НЭК “Укрэнерго” суточные и почасовые графики активной нагрузки и резерва мощности ОЭС Украины, ЭЭС, электростанций и отдельных энергоустановок должны быть выданы соответствующему диспетчеру.

Прогнозируемые графики нагрузки отдельных энергоустановок на электростанции должны быть утверждены техническим руководителем этой электростанции.

Графики нагрузки гидроэлектростанций должны учитывать потребности смежных отраслей народного хозяйства (судоходства, орошения, рыбного хозяйства, водоснабжения и т.п.) в соответствии с действующими межведомственными документами.

График тепловой нагрузки для каждой ТЭЦ и других теплоисточников должен быть составлен диспетчерской службой тепловой сети и утвержден главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) тепловой сети и согласован для ТЭЦ с ЦДС ЭЭС.

При разработке суточного графика нагрузки ОЭС Украины (краткосрочное планирование) на электростанциях должен предусматриваться суммарный вращающийся резерв по первичному и вторичному регулированию частоты и перетоков мощности не менее 400 МВт с уточнением его необходимой величины центральным органом диспетчерского управления ОЭС Украины (НЭК “Укрэнерго”) в зависимости от особенности режимов работы ОЭС.

13.2.6 Графики ремонтов основного оборудования и сооружений (генераторов, турбин, реакторных установок, котлов, дымовых труб, градирен и др.) электростанций на предстоящий год должны быть составлены на основании нормативов и заданных значений ремонтной мощности по месяцам года, согласованы НЭК “Укрэнерго” и утверждены в установленном порядке.

Изменение годовых графиков капитальных и средних ремонтов допускается в исключительных случаях по согласованию НЭК “Укрэнерго” с утверждением изменений в установленном порядке.

13.2.7 Годовые графики ремонта линий электропередачи и оборудования подстанций, устройств РЗА, АСДУ, СДТУ, оборудования тепловых сетей и теплоисточников должны быть утверждены соответственно руководством НЭК “Укрэнерго” и ЭЭС, энергогенерирующей и энергоснабжающей компаний, техническим руководителем объекта электроэнергетики в зависимости от уровня оперативного подчинения.

Графики ремонта оборудования теплоисточников и тепловых сетей, отключение которых приводит к ограничению горячего водоснабжения в межотопительный период, должны быть предварительно согласованы с местными органами исполнительной власти и выполнены в сжатые сроки.

13.2.8 Электростанции, другие производители и поставщики электроэнергии, энергоснабжающие компании, а также потребители, независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности, должны выполнять требования по применению утвержденных графиков ограничений и аварийного отключения потребителей, а также применению систем противоаварийного управления по снижению электропотребления, разработанные в соответствии с действующим НД.

13.2.9 В ОЭС Украины решение о вводе в действие графиков ограничений потребителей должно приниматься руководством НЭК “Укрэнерго” (руководитель,

главный диспетчер) по согласованию с руководством Минтопэнерго. Графики ограничений потребителей вводятся в действие через диспетчеров НЭК “Укрэнерго” и ЦДС ЭЭС.

Решение о вводе в действие графиков аварийных отключений потребителей должно приниматься дежурным диспетчером НЭК “Укрэнерго” по согласованию с её руководством (руководителем, главным диспетчером) или самостоятельно в соответствии с местными инструкциями. Графики аварийных отключений вводятся в действие дежурными диспетчерами НЭК “Укрэнерго” и ЦДС ЭЭС.

13.2.10 Должностные лица принимающие решения о введении графиков ограничений и аварийных отключений несут персональную ответственность за обоснованность таких решений.

Руководство энергоснабжающей компании несет персональную ответственность за выполнение заданных им объемов ограничений и аварийных отключений.

Оперативный персонал энергоснабжающих компаний и их структурных подразделений отвечает за своевременность и точность исполнения распоряжений вышестоящего оперативного персонала относительно выполнения заданных объемов графиков аварийных отключений.

13.2.11 Для предотвращения нарушения режимов работы ОЭС Украины или ее отдельных частей, обеспечения надежной и безопасной работы объектов электроэнергетики при производстве, передаче и снабжении электрической энергии в составе комплекса мер противоаварийного управления предусматривается САОН.

Объемы нагрузок, подключаемых к САОН, и их использование по условиям аварийных режимов работы ОЭС Украины и ЭЭС, энергоснабжающих компаний должны определяться соответственно НЭК "Укрэнерго" и ЭЭС.

13.2.12 Оперативный ввод в действие САОН (отключение нагрузки кнопками (ключами) САОН) должен осуществляться по команде дежурного диспетчера НЭК "Укрэнерго" и ЭЭС.

13.2.13 В ОЭС Украины должны действовать общесистемная автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и автоматическое повторное включение (ЧАПВ).

НЭК "Укрэнерго" ежегодно должна готовить и утверждать в Минтопэнерго Украины специальное Решение по принципам формирования АЧР (ЧАПВ) в ОЭС Украины.

На основании утвержденного Решения по принципам формирования АЧР (ЧАПВ) НЭК "Укрэнерго" должна задавать ЭЭС, а ЭЭС энергоснабжающим компаниям объем и диапазоны уставок АЧР и ЧАПВ.

В соответствии с заданными НЭК “Укрэнерго” и ЭЭС объемами и распределением по очередям объемов АЧР и ЧАПВ энергоснабжающие компании по согласованию с ЭЭС должны распределить размещение АЧР и ЧАПВ на подстанциях обслуживаемой ими зоны, в том числе на подстанциях основной сети ОЭС Украины, с учетом категорий потребителей по электроснабжению и схем питания.

Электроэнергетические системы с учетом указаний НЭК "Укрэнерго", а изолированно работающие, – самостоятельно должны определить уставки автоматического частотного пуска агрегатов ГЭС, ГАЭС и ГТУ при снижении частоты, автоматического перевода гидроагрегатов, работающих в режиме синхронного компенсатора, в генераторный режим, а также перевода агрегата ГАЭС из насосного режима в турбинный.

Перечень присоединений, подключенных к устройствам АЧР с указанием объема отключаемой нагрузки и уставок устройств АЧР, должен быть утвержден руководством энергоснабжающей компании и представлен в соответствующую ЭЭС. АЧР должна формироваться из нагрузки потребителей любой категории по надежности энергоснабжения (кроме потребителей особой группы I категории). В зависимости от категорий по надежности энергоснабжения ответственные потребители необходимо

присоединять к более удаленным по вероятности срабатывания очередям АЧР.

Необходимые объемы АЧР должны обеспечиваться и в том случае, когда значительную долю нагрузки составляет ответственные потребители.

13.2.14 Устройства АЧР должны быть постоянно включены в работу с заданными объемами нагрузки, уставками срабатывания по частоте и выдержками времени. Оперативному персоналу запрещается самовольно выводить потребителей из-под действия АЧР, переключать отключенную АЧР нагрузку на оставшиеся в работе источники питания. Если присоединения, заведенные под действие АЧР, имеют АВР, действие АВР должно блокироваться.

13.2.15 Персонал ЭЭС должен систематически контролировать уставки и техническое состояние устройств АЧР, в том числе на подстанциях энергоснабжающих компаний и на объектах потребителей.

13.2.16 Потребители должны обеспечивать беспрепятственный доступ контролирующего персонала ЭЭС и энергоснабжающих компаний к надзору за техническим состоянием устройств АЧР и контролю за объемами подключенной нагрузки и уставками.

13.2.17 Руководство энергоснабжающих компаний, потребителей должно нести персональную ответственность за техническое состояние и эксплуатацию устройств АЧР, установленных на их объектах.

13.2.18 Значение нагрузки, фактически подключенной к отдельным очередям устройств АЧР и к САОН, должно измеряться два раза в год (в июне и декабре месяце) в контрольные часы, устанавливаемые НЭК "Укрэнерго".

13.2.19 Порядок составления и ввода в действие графиков ограничения и аварийного отключения потребителей, применение противоаварийных систем снижения электропотребления должен определяться отдельной инструкцией, согласованной с НКРЭ и зарегистрированные Минюстом Украины.

Органы Государственного надзора в электроэнергетике, НКРЭ должны вести контроль за правильным использованием режимов ограничения потребления.

13.3 Управление режимом работы

13.3.1 Управление режимом работы энергоустановок должно быть организовано на основании прогнозируемых суточных, с почасовым распределением, графиков нагрузки.

Электростанции и теплоисточники обязаны в нормальных условиях выполнять заданный диспетчерский график нагрузки и включенного резерва.

Суточные графики нагрузки АЭС определяются в основном базовыми режимами работы энергоблоков АЭС. Режим работы АЭС должен удовлетворять требованиям технологических регламентов безопасной эксплуатации энергоблоков. При этом приоритетными являются требования по обеспечению ядерной и радиационной безопасности АЭС.

Энергоснабжающие компании и потребители должны строго соблюдать утвержденные графики потребления электрической энергии.

13.3.2 В случае вынужденного отклонения, по техническим причинам, от диспетчерского графика нагрузки начальник смены электростанции должен немедленно сообщить дежурному диспетчеру ЭЭС, а диспетчер ЭЭС дежурному диспетчеру НЭК "Укрэнерго" об отклонении и вызвавших его причинах. Начальник смены станции обязан принять все необходимые меры для вхождения в заданный график.

В случае вынужденного отклонения от графика тепловой нагрузки оперативный персонал теплоцентрали должен сообщить об этом дежурному диспетчеру теплосети.

Ограничение рабочей мощности электростанций или отклонение минимально допустимых нагрузок агрегатов от установленных норм должно быть оформлено оперативной заявкой.

13.3.3 В случае разрешения разгрузки суточный график электростанции, энергоблока

оперативно корректируется диспетчером НЭК "Укрэнерго" с соответствующим оформлением в установленном в НЭК "Укрэнерго" и ГП "Энергорынок" порядке.

13.3.4 Для предотвращения и ликвидации технологических нарушений в ОЭС Украины дежурный диспетчер НЭК "Укрэнерго", ЭЭС в пределах полномочий, установленных НЭК "Укрэнерго", имеет право изменить график нагрузки электростанции. Изменение графика нагрузки АЭС должно выполняться без нарушения технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблоков.

Причинами вынужденного отклонения от графиков нагрузки электростанций могут быть:

- необходимость использования регулировочных возможностей электростанций в том числе при отклонениях частоты сверх допустимых значений или превышении величин предельных перетоков мощности в сечениях и по отдельным линиям электропередачи основной сети ОЭС Украины и угрозе нарушения устойчивости ее работы;

- неисправности устройств РЗА, требующие ограничений по выдаче мощности электростанции, либо отключения линий электропередачи, приводящих к ограничению выдачи мощности электростанции.

Проведенное вынужденное изменение графика нагрузки электростанции должно сообщаться вышестоящему диспетчеру и оформляться в установленном порядке.

Электростанции обязаны по распоряжению дежурного диспетчера ЭЭС, исходя из условий безопасной работы ОЭС Украины, немедленно повышать нагрузку до полной рабочей мощности или снижать ее до технического минимума со скоростью, определяемой соответствующими местными инструкциями.

При вынужденной необходимости диспетчер НЭК "Укрэнерго" должен дать распоряжение о включении агрегатов из резерва или выводе их в резерв с последующим оформлением в установленном порядке.

13.3.5 При изменении заданного графика нагрузки электростанции должен быть выполнен суммарный график нагрузки ЭЭС, заданный НЭК "Укрэнерго" с учетом условий работы Оптового рынка электрической энергии Украины и режимов ОЭС Украины. Отклонения от него могут быть допущены только по распоряжению диспетчера НЭК "Укрэнерго".

13.3.6 Вынужденное, исходя из условий безопасной работы ОЭС Украины и ЭЭС, изменение графика перетока мощности по магистральным электрическим сетям ОЭС Украины или по межгосударственным электрическим связям может производиться по распоряжению дежурного диспетчера НЭК "Укрэнерго" в случаях, предусмотренных в 13.3.4.

13.3.7 Вынужденное изменение по требованию дежурного диспетчера ЭЭС графика электрической нагрузки ТЭЦ, входящих в энергоснабжающие компании, и самостоятельных ТЭЦ должно быть согласовано соответственно с дежурным диспетчером энергоснабжающей компании, дежурным инженером ТЭЦ и учитывать максимально допустимое снижение температуры воды тепловой сети, длительность такого снижения, а также наличие среди потребителей промышленных предприятий с технологической тепловой нагрузкой или тепличных хозяйств. Не допускается понижать температуру сетевой воды ниже минимальной, принятой для тепловой сети.

13.3.8 Регулированием частоты электрического тока и мощности в ОЭС Украины (ЭЭС) должны быть обеспечены:

- для режима раздельной работы ОЭС Украины с ЕЭС России (изолированно работающей ЭЭС) – поддержание частоты электрического тока в соответствии с требованиями ГОСТ 13109;

- для режима параллельной работы ОЭС Украины с ЕЭС России или отдельных частей ОЭС Украины, работающих параллельно с ОЭС других стран, – поддержание заданных суточных графиков перетоков (сальдо) мощности с ЕЭС России (ОЭС других

стран) или сальдо перетоков мощности ОЭС Украины с коррекцией по частоте;

- ограничение перетоков мощности по условиям устойчивости работы ОЭС Украины, ЭЭС, нагрева проводов линий электропередачи, перегрузки оборудования.

13.3.9 Автоматическое регулирование частоты и перетоков мощности в ОЭС Украины или в отдельно работающих ЭЭС должно осуществляться:

- всеми электростанциями при изменении частоты путем изменения мощности под воздействием систем регулирования турбин в пределах регулировочного диапазона (первичное регулирование частоты), при этом статизм регулирования и зона нечувствительности по частоте должны быть согласованы с НЭК "Укрэнерго";

- выделенными для режима регулирования по частоте и перетокам мощности электростанциями, подключенными к системе автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) – вторичное регулирование частоты.

13.3.10 Запрещается использование устройств, систем автоматического управления и ведения режимов работы электростанций (энергоблоков), препятствующих изменению мощности при изменениях частоты (ограничители мощности и регуляторы давления "до себя" на турбинах, режим изменения давления пара при полностью открытых регулирующих клапанах турбин, регуляторы мощности без частотной коррекции, отключение регуляторов мощности или устройств автоматического регулирования производительности теплоцентралей и т. п.). Допускается только кратковременное их использование при неисправности основного оборудования с целью предотвращения возникновения технологических нарушений или их ликвидации и только с разрешения технического руководителя электростанции и сообщением диспетчеру НЭК "Укрэнерго" (ЭЭС) с последующим оформлением оперативной заявки.

После изменения мощности, вызванного изменением частоты, персонал электростанций вправе вмешиваться в процесс регулирования мощности только в следующих случаях:

- после восстановления частоты 50 Гц;

- с разрешения диспетчера НЭК "Укрэнерго" (ЭЭС);

- при выходе мощности за допустимые, при данном состоянии оборудования, пределы;

- при возникновении угрозы нарушения технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока АЭС.

13.3.11 При невозможности в ОЭС Украины автоматического регулирования частоты (отсутствие или неисправность системы АРЧМ, ограничения по режиму) регулирование перетоков (сальдо) мощности по межгосударственным или внутренним межсистемным электрическим сетям должно осуществляться ЭЭС по распоряжению дежурного диспетчера НЭК "Укрэнерго" с учетом условий работы Оптового рынка электрической энергии Украины.

13.3.12 При снижении частоты в ОЭС Украины или изолировано работающей ЭЭС ниже установленных пределов дежурный диспетчер НЭК "Укрэнерго" или дежурный диспетчер изолированно работающей ЭЭС должен ввести в действие имеющиеся резервы мощности.

В случае, если частота продолжает снижаться, а все имеющиеся резервы мощности использованы, дежурные диспетчеры НЭК "Укрэнерго", ЭЭС, энергоснабжающих компаний должны обеспечить восстановление нормальной частоты путем ограничения потребления мощности или отключения потребителей.

Для предотвращения развития технологических нарушений на электростанциях по условиям угрозы критического снижения частоты электрического тока в сети ОЭС Украины, отключения технологического оборудования и полного обесточения станции должна предусматриваться автоматика отделения электростанции или одного энергоблока от ОЭС на выделенную нагрузку СН и нагрузку местного района.

Техническое обоснование внедрения такой автоматики, её уставки по частоте и

времени, а также режимы ввода в работу и вывода из работы этой автоматики определяет ЭЭС по согласованию с НЭК "Укрэнерго".

13.3.13 При превышении разрешенного максимально или аварийно допустимого перетока активной мощности по отдельному сечению дежурный диспетчер НЭК "Укрэнерго", дежурный диспетчер дефицитной ЭЭС обязан немедленно принять оперативные меры по его разгрузке, используя регулировочные резервы электростанций и меры оперативного снижения потребления (графики аварийного отключения, кнопки САОН).

При достижении перетоков мощности по межгосударственным линиям электрической связи предельных значений, предусмотренных межгосударственными договорами и режимными инструкциями, диспетчеры НЭК "Укрэнерго", ЭЭС должны действовать в соответствии с межгосударственными и местными инструкциями.

13.3.14 При аварийных отклонениях частоты оперативный персонал электростанций должен самостоятельно принимать меры к ее восстановлению, действуя по требованиям местной инструкции, составленной в соответствии с указаниями диспетчерской службы вышестоящего оперативного уровня.

13.3.15 В режимах раздельной работы ОЭС Украины с ЕЭС России ответственность за поддержание частоты в ОЭС Украины несет дежурный диспетчер НЭК "Укрэнерго", а в изолированно работающих ЭЭС – дежурные диспетчеры ЭЭС.

Начальники смен электростанций несут ответственность за выполнение заданий по рабочей мощности, несение заданной нагрузки и участие в первичном регулировании частоты, а подключенных к АРЧМ электростанций, – также за участие во вторичном регулировании частоты и перетоков мощности.

Руководители НЭК "Укрэнерго" и ЭЭС, энергоснабжающих компаний, диспетчерских служб НЭК "Укрэнерго" и ЭЭС, энергоснабжающих компаний и их структурных подразделений несут, в пределах своих обязанностей, персональную ответственность за своевременное введение и эффективность действия графиков ограничения и аварийного отключения, АЧР, САОН.

13.3.16 Регулированием напряжения в электрических сетях должны быть обеспечены:

- соответствие показателей напряжения требованиям ГОСТ 13109;
- необходимый запас устойчивости и допустимые уровни напряжения в контрольных узлах ОЭС Украины;
- соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей;
- минимальные потери электроэнергии в электрических сетях ЭЭС и энергоснабжающих компаний.

13.3.17 Регулирование напряжения в сети 110 кВ и выше должно осуществляться в контрольных узлах в соответствии с утвержденными в установленном порядке на каждый квартал графиками напряжения в функции времени или характеристиками зависимости напряжения от параметров режима с учетом состава включенного оборудования.

Характеристики регулирования и графики напряжения в контрольных узлах должны быть определены соответствующими службами НЭК "Укрэнерго" и ЭЭС на предстоящий квартал и корректироваться, если необходимо, при краткосрочном планировании режима.

Контрольные узлы должны быть определены соответствующими службами НЭК "Укрэнерго" и ЭЭС, энергоснабжающих компаний в зависимости от степени влияния уровня напряжения в этих узлах на устойчивость и потери электроэнергии в ОЭС Украины.

Регулирование напряжения должно осуществляться преимущественно средствами автоматики и телемеханики, а при их отсутствии – оперативным персоналом электростанций и подстанций под контролем дежурного диспетчера соответственно диспетчерских служб НЭК "Укрэнерго", ЭЭС, энергоснабжающих компаний.

13.3.18 На трансформаторах и автотрансформаторах, оборудованных устройствами РПН, энергоснабжающих компаний или самостоятельных субъектов электроэнергетики, питающих распределительные сети 6–35 кВ, должны быть, как правило, включены автоматические регуляторы напряжения. Отключение автоматических регуляторов допускается только по заявке.

На трансформаторах в распределительной сети 6–35 кВ должны использоваться ответвления переключателей без возбуждения (ПБВ), обеспечивающие с учетом регулирования напряжения трансформаторами с РПН соответствие напряжения на выводах потребителей в сетях 0,4 кВ требованиям ГОСТ 13109.

Настройка регуляторов напряжения и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны корректироваться службами энергоснабжающих компаний или самостоятельных субъектов электроэнергетики в соответствии с изменениями конфигурации сети и распределения в ней нагрузки.

Параметры настройки автоматических регуляторов и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны быть утверждены руководителем диспетчерской службы распределительной сети.

13.3.19 Перечень пунктов, напряжение которых контролируется дежурным диспетчером НЭК "Укрэнерго" (ЭЭС), а также графики напряжения и характеристики регулирования в этих пунктах должны быть утверждены главным диспетчером НЭК "Укрэнерго" (ЭЭС).

Перечень пунктов, напряжение которых должно контролироваться диспетчерскими службами энергоснабжающих компаний, самостоятельных субъектов электроэнергетики, а также графики напряжения и характеристики регулирования в них должны быть утверждены соответственно техническим руководителем энергоснабжающих компаний, самостоятельных субъектов электроэнергетики.

13.3.20 Порядок использования источников реактивной мощности потребителей должен быть задан при заключении договоров между собственниками энергоснабжающих компаний, самостоятельных субъектов электроэнергетики и потребителями.

13.3.21 Для контролируемых диспетчером ЭЭС узловых пунктов электрической сети электростанций и подстанций с синхронными компенсаторами, статическими реакторно-конденсаторными установками, должны быть установлены минимальные (с 20 % запасом) и аварийные (с 8 % запасом) пределы снижения напряжения, определяемые условиями статической устойчивости ЭЭС и узлов нагрузки.

При снижении напряжения в контролируемых пунктах электрической сети ниже минимально допустимого по условиям устойчивости, дежурный диспетчер ЭЭС, оперативный персонал в смене электростанций и подстанций с источниками реактивной мощности (синхронными компенсаторами, статическими реакторно-конденсаторными установками) и с РПН АТ по согласованию с вышестоящим оперативным персоналом должен самостоятельно использовать для подъема напряжения:

- имеющиеся резервы реактивной мощности электростанций и подстанций;
- регулировочные возможности АТ с РПН;
- отключение шунтирующих реакторов в сети 750 кВ;
- аварийные перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов в энергетических узлах.

При исчерпании регулировочных возможностей оперативный персонал электростанций и подстанций должен сообщить об этом дежурному диспетчеру ЭЭС, НЭК "Укрэнерго", который обязан немедленно принять меры в соответствии с требованиями местных инструкций по подъему напряжений в смежных энергетических узлах электрической сети.

Если напряжение в контролируемых пунктах электрической сети снижается до указанного аварийного предела, оперативный персонал электростанций и соответствующих подстанций должен самостоятельно поддерживать напряжение путем

использования перегрузочной способности генераторов и синхронных компенсаторов, а дежурные диспетчеры НЭК "Укрэнерго" и ЭЭС должны оказывать электростанциям и электрическим сетям помощь путем перераспределения реактивной и активной мощности между ними. При этом не разрешается поднимать напряжение в отдельных пунктах выше значений, предельно-допустимых для электрооборудования.

В тех узлах ЭЭС и ОЭС Украины, где возможно снижение напряжения ниже аварийно допустимого предела при изменении режима работы или схемы сети, должна быть установлена автоматика отключения нагрузки в объеме, необходимом для предотвращения нарушения устойчивости в узле.

13.3.22 Регулирование параметров тепловых сетей должно обеспечивать поддержание заданного давления и температуры теплоносителя в контрольных пунктах.

Допускается отклонение температуры теплоносителя от заданных значений при кратковременном (не более 3 ч) изменении утвержденного графика, если иное не предусмотрено договорными отношениями между производителями и потребителями тепла.

13.3.23 Регулирование в тепловых сетях должно осуществляться автоматически или вручную путем воздействия на:

- работу источников и потребителей тепла;
- гидравлический режим тепловых сетей, в том числе изменением перетоков теплоносителя и режимов работы насосных станций и теплоприемников;
- режим подпитки путем поддержания постоянной готовности водоподготовительных установок теплоисточников к покрытию изменяющихся расходов подпиточной воды.

13.4 Управление оборудованием

13.4.1 Оборудование энергообъектов, принятых в эксплуатацию, должно находиться в одном из следующих оперативных состояний: работе, резерве, ремонте или консервации.

13.4.2 Вывод линий электропередачи, оборудования, теплопроводов, устройств РЗА, АСДУ и СДТУ, систем и приборов коммерческого учета энергии из работы и резерва для ремонта и испытаний, даже по утвержденному плану, должен быть оформлен письменной заявкой, подаваемой согласно утвержденным перечням на их оперативное управление и оперативное ведение в соответствующую диспетчерскую службу.

13.4.3 Заявки необходимо разделять на плановые, соответствующие утвержденному плану испытаний, ремонта и отключений, и срочные - для проведения непланового и неотложного ремонта. Срочные заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно дежурному диспетчеру, в оперативном управлении или ведении которого находится отключаемое оборудование.

Дежурный диспетчер имеет право разрешить ремонт только на срок в пределах своей смены. Разрешение на более длительный срок должно быть дано соответственно главным диспетчером НЭК "Укрэнерго", ЭЭС, техническим руководителем энергоснабжающей компании, начальником диспетчерской службы (начальником смены) объекта электроэнергетики.

Сроки подачи заявок и сообщений об их разрешении должны быть установлены, в зависимости от оперативной подчиненности, соответственно главным диспетчером НЭК "Укрэнерго", техническим руководителем (главным диспетчером) ЭЭС, энергоснабжающей компании, начальником диспетчерской службы (начальником смены) объекта электроэнергетики и должны быть указаны в местных инструкциях.

Заявки, поступающие в диспетчерскую службу с объекта электроэнергетики, должны быть утверждены его техническим руководителем.

13.4.4 При необходимости немедленного отключения (существует угроза для жизни людей, повреждения оборудования, авария) оборудование должно быть отключено

оперативным персоналом объекта электроэнергетики, где установлено отключаемое оборудование, в соответствии с требованиями местных инструкций с предварительным, если это возможно, и обязательным последующим уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

После останова оборудования оформляется срочная заявка с указанием причин и ориентировочного срока ремонта.

13.4.5 Разрешение на вывод из работы и резерва или перевод в ремонт основного оборудования, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерской службы НЭК "Укрэнерго", ЭЭС, энергоснабжающей компании, диспетчерской службы (начальника смены) объекта электроэнергетики, должно быть выдано по заявке в установленном порядке соответственно главным диспетчером НЭК "Укрэнерго", техническим руководителем (главным диспетчером) ЭЭС, энергоснабжающей компании, начальником диспетчерской службы (начальником смены) объекта электроэнергетики.

13.4.6 Время операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу оборудования, устройств и систем, а также растопкой котла, выводом ядерной установки на МКУ, пуском турбины, должно быть включено в срок ремонта, разрешенного по заявке.

Если по какой-либо причине оборудование не было отключено в намеченный срок, длительность ремонта должна быть сокращена, а дата включения оставаться прежней. Продлить срок ремонта может только соответственно диспетчерская служба НЭК "Укрэнерго", ЭЭС, энергоснабжающей компании, объекта электроэнергетики (начальника смены электростанции, подстанции, теплоцентрали, районной котельной).

13.4.7 Несмотря на разрешенную заявку, вывод оборудования из работы и резерва или для испытания может быть выполнен лишь с разрешения дежурного диспетчера НЭК "Укрэнерго", ЭЭС, энергоснабжающей компании, объекта электроэнергетики (начальника смены электростанции, подстанции, теплоцентрали), выданного непосредственно перед выводом из работы и резерва оборудования или перед проведением испытаний.

13.4.8 Испытания оборудования, устройств и систем в ОЭС Украины должны выполняться по техническим и рабочим программам, составленным, согласованным и утверждённым в установленном порядке.

Испытания на внутрисистемных, межсистемных или межгосударственных электрических связях, в результате которых может существенно измениться режим ОЭС Украины, должны быть проведены по программам, согласованным главным диспетчером НЭК "Укрэнерго" и утвержденных техническими руководителями соответствующих объектов.

Испытания, проводимые на объекте электроэнергетики, в результате которых может измениться режим работы ЭЭС, должны проводиться по программам, согласованным главным диспетчером ЭЭС и утверждённым техническим руководителем этого объекта.

Испытания, проводимые на объекте электроэнергетики (электростанции, подстанции, теплоцентрали, сети), в результате которых режим работы ЭЭС не изменяется, проводятся по программам, утверждённым техническим руководителем этого объекта.

Программы испытаний системного значения должны быть представлены в ЭЭС на согласование или утверждение не позднее, чем за 7 дней до начала испытаний.

Программы испытаний межсистемного значения должны быть представлены в НЭК "Укрэнерго" на согласование или утверждение не позднее, чем за 14 дней до начала испытаний.

Порядок согласования и утверждения программ испытаний объектного значения должны регламентироваться местными инструкциями.

13.4.9 Персонал электростанции, электрических (тепловых) сетей не имеет права без разрешения соответственно начальника смены электростанции, диспетчера энергоснабжающей компании, ЭЭС, НЭК "Укрэнерго" осуществлять отключения,

включения, испытания и изменения уставок устройств РЗА (технологических тепловых защит и автоматики), а также АСДУ и СДТУ, находящихся в оперативном управлении или ведении соответствующего диспетчера (начальника смены электростанции).

Проверка (испытания) устройств РЗА, АСДУ, СДТУ, аппаратура которых расположена на двух и более объектах, должна выполняться одновременно на всех этих объектах.

13.4.10 Начальник смены электростанции, диспетчер энергоснабжающей компании, ЭЭС, НЭК "Укрэнерго" при изменениях схем электрических соединений должен в соответствии с местными инструкциями проверить и дать распоряжение привести в соответствие новому состоянию этих схем оперативную настройку устройств РЗА, АСДУ, СДТУ.

13.4.11 Оборудование считается введенным в работу из ремонта после уведомления эксплуатирующей организацией о завершении ремонтных работ, включения его в сеть и закрытия оперативной заявки.

13.5 Предупреждение и ликвидация технологических нарушений

13.5.1 Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при предупреждении и ликвидации технологических нарушений в работе ОЭС Украины являются:

- соблюдение нормальных режимов оборудования, систем, устройств, своевременное обнаружение угрозы возникновения технологического нарушения;
- предотвращение развития нарушений, исключение травмирования персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;
- быстрое восстановление энергоснабжения потребителей и нормальных параметров отпускаемой потребителям энергии;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы и режима работы системы в целом и ее частей;
- выяснение состояния отключившегося в результате технологических нарушений и отключенного оборудования и, при возможности, включение его в работу и восстановление схемы и режима работы сети.

13.5.2 На диспетчерских пунктах НЭК "Укрэнерго" и ЭЭС, энергоснабжающей компании, щите управления объекта электроэнергетики соответственно должны быть местная инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений, которая составляется в соответствии с типовой инструкцией и инструкцией вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления, планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях и газовом хозяйстве электростанций и теплоисточников.

Планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях городов и крупных населенных пунктов должны быть согласованы с местными органами исполнительной власти.

Между аварийно-диспетчерскими службами городов (крупных населенных пунктов) и объектами электроэнергетики должны быть согласованы документы, определяющие их взаимодействие при ликвидации технологических нарушений на этих объектах.

13.5.3 В ОЭС Украины распределение функций по предупреждению и ликвидации технологических нарушений между диспетчерами НЭК "Укрэнерго", ЦДС ЭЭС, энергоснабжающих компаний, оперативным персоналом электростанций, в том числе АЭС НАЭК "Энергоатом", должно быть четко регламентировано соответствующими местными инструкциями и положениями об оперативно-технических взаимоотношениях.

Распределение функций по предупреждению и ликвидации технологических нарушений на связях между ОЭС Украины и ЭЭС других государств должно быть регламентировано местными инструкциями и межгосударственными или иными специальными соглашениями (положениями) об оперативно-технических

взаимоотношениях.

13.5.4 Ликвидацией технологических нарушений на оборудовании и устройствах в ОЭС Украины, ЭЭС, энергоснабжающих компаниях, на электростанциях и подстанциях, в сетях должен управлять оперативный персонал, в оперативном управлении которого находится соответствующее оборудование, и по согласованию с вышестоящим оперативным персоналом, в оперативном ведении которого находится это оборудование.

Руководство ликвидацией технологических нарушений, отражающихся на работе ЭЭС, координацию действий оперативного персонала ЭЭС и объекта электроэнергетики при этом должен осуществлять диспетчер ЦДС ЭЭС, а в части относящейся к ОЭС Украины, – диспетчер НЭК "Укрэнерго".

На электростанции ликвидацией технологических нарушений должен руководить дежурный начальник смены (дежурный инженер) станции самостоятельно.

На подстанциях руководство ликвидацией технологических нарушений должно возлагаться на дежурного подстанции, оперативно-выездную бригаду, мастера или начальника группы подстанций в зависимости от вида оперативного обслуживания.

Технологические нарушения в электрических сетях энергоснабжающей компании, не затрагивающие режима работы ЭЭС, должны ликвидироваться под руководством диспетчера энергоснабжающей компании или структурных подразделений электрических сетей, диспетчера опорной подстанции - в зависимости от района распространения таких нарушений и структуры управления сетями.

Руководство ликвидацией технологических нарушений в тепловых сетях должно осуществляться диспетчером тепловых сетей. Его указания являются также обязательными для оперативного персонала ТЭЦ, станций теплоснабжения и районных котельных, других самостоятельно действующих теплоисточников.

В случае необходимости, оперативные руководители или административные руководители вышеуказанных структур имеют право поручить руководство ликвидацией технологических нарушений другому ответственному лицу или взять руководство на себя, сделав запись в оперативном журнале.

О выполненной замене ставится в известность как вышестоящий, так и подчиненный оперативный персонал.

13.5.5 Приемка и сдача смены во время ликвидации технологических нарушений запрещаются.

Пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией технологических нарушений. При затянувшейся ликвидации технологического нарушения, в зависимости от его характера, допускается сдача смены с разрешения вышестоящего оперативного персонала.

В тех случаях, когда при ликвидации технологических нарушений операции производятся на оборудовании, не находящемся в оперативном управлении или ведении вышестоящего оперативного персонала, сдача смены допускается с разрешения руководящего административно-технического персонала объекта, на котором произошло технологическое нарушение.

13.5.6. Распределение обязанностей между оперативным персоналом в смене при ликвидации технологических нарушений должно быть регламентировано местными инструкциями.

13.5.7 Оперативный персонал несет полную ответственность за предотвращение и ликвидацию технологического нарушения, принимая решения и осуществляя мероприятия по надежному удержанию или восстановлению нормального режима независимо от присутствия лиц из числа административно-технического персонала.

13.5.8 Все оперативные переговоры и распоряжения диспетчеров всех уровней диспетчерского управления, а также начальников смен электростанций, оперативного персонала крупных подстанций во время ликвидации технологических нарушений должны записываться устройствами регистрации оперативных переговоров (на магнитной

ленте или средствах электронной записи).

13.5.9 С целью исключения возникновения и развития, а также ликвидации технологических нарушений режима работы ОЭС Украины или ее отдельных энергетических районов вследствие дефицита мощности и электроэнергии, снижения частоты, нарушения режима допустимых перетоков и перегрузки сетевых элементов, нарушения допустимых режимов работы электростанций, снижения напряжения в контрольных узлах ЭЭС до аварийного уровня должны применяться автоматика нормальных режимов и противоаварийная автоматика, соответствующие графики ограничения и аварийного отключения потребителей, способы противоаварийного управления энергопотреблением.

В случае отказа автоматических устройств оперативный персонал должен быть готов к дублирующим их действиям вручную.

13.6 Требования к оперативным схемам

13.6.1 В ОЭС Украины объекты электроэнергетики должны быть укомплектованы утвержденными в принятом порядке, определенном диспетчерскими службами НЭК “Укрэнерго” и ЭЭС, оперативными схемами электрических соединений с нанесением на них соответствующих диспетчерских наименований.

Оперативные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики ОЭС Украины, независимо от их форм собственности и ведомственной принадлежности, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении НЭК “Укрэнерго”, ЭЭС, должны соответствовать требованиям по обеспечению принятых режимов работы ОЭС.

В ОЭС Украины к оперативным схемам электрических соединений в рамках централизованного оперативно-диспетчерского управления относятся электрические схемы электроустановок и сетей напряжением 110 кВ и выше.

13.6.2 Схемы электрических соединений ОЭС Украины, ЭЭС, электрических сетей, электростанций и подстанций, настройка устройств РЗА, АСДУ и СДТУ, для нормальных и ремонтных режимов, а также при технологических нарушениях должны обеспечивать:

-надежное электроснабжение потребителей электроэнергией, качество которой должно соответствовать требованиям государственного стандарта (по договорным обязательствам);

-устойчивую работу электрической сети ОЭС Украины и ЭЭС;

-соответствие токов короткого замыкания значениям, допустимым для оборудования;

-экономичное распределение потоков активной и реактивной мощности;

-локализацию и ликвидацию технологических нарушений с минимальными потерями как для производителей, так и для потребителей электроэнергии.

13.6.3 Схемы СН переменного и постоянного тока электростанций и подстанций должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных режимах и при технологических нарушениях путем:

-секционирования шин;

-автоматического ввода резервного питания любой секции шин СН всех напряжений;

-распределения источников питания СН по системам и секциям шин с учетом действия устройств АВР и сохранения в работе механизмов СН при исчезновении напряжения на секции. Источники рабочего и резервного питания должны быть присоединены к разным секциям шин РУ;

-распределения механизмов СН по секциям шин из условия минимального нарушения работы электростанции или подстанции в случае выхода из строя любой секции;

-обеспечения надежного питания механизмов СН при несинхронной работе шин (их

частей) электростанции (секционирование шин высокого напряжения, выделение энергоблоков на отдельную линию или отдельный район нагрузки, выполнение схем деления ЭЭС);

-обеспечения полного или частичного отделения питания механизмов СН электростанции от ЭЭС при понижении частоты и напряжения до значений, угрожающих их бесперебойной работе, с наименьшей потерей рабочей мощности.

13.6.4 Присоединение посторонних потребителей (поселков и пр.) к шинам распределительных устройств СН электростанций и подстанций запрещается. Исключение составляют электростанции, на которых генераторы соединены в блоки с трансформаторами, при отсутствии в данной местности распределительных сетей.

13.6.5 Нормальные и ремонтные схемы соединений электрической сети, подстанции и электростанции ежегодно должен утверждать технический руководитель объекта электроэнергетики, а оперативные схемы в части ЭЭС - руководство ЭЭС.

Указанные схемы должны быть согласованы органом диспетчерского управления, в оперативном управлении и оперативном ведении которого находится входящее в эти схемы оборудование. Оперативные схемы должны передаваться для согласования вышестоящему органу диспетчерского управления также при изменениях режима работы сети объекта и его нормальной схемы, изменении в составе и режиме работы устройств РЗА, АСДУ, СДТУ.

13.6.6 Схемы трубопроводов электростанций должны обеспечивать:

- надежное резервирование СН основного оборудования;
- минимальные гидравлические потери;
- отключение аварийных участков преимущественно посредством приводов с дистанционным управлением;
- локализацию технологических нарушений с минимальными потерями генерирующей мощности и отключение потребителей минимальной мощности.

13.6.7 Схемы сетевых станционных трубопроводов должны обеспечивать возможность локализации отдельных участков и предотвращение затопления помещений и оборудования в случае повреждения трубопроводов.

13.6.8 Схемы трубопроводов тепловых сетей должны обеспечивать надежное теплоснабжение потребителей, поддержание заданных параметров в тепловой сети, экономное расходование электроэнергии на транспортировку сетевой воды, а также локализацию и ликвидацию технологических нарушений с минимальным отключением потребителей.

13.7 Оперативно-диспетчерский персонал

13.7.1 Для оперативно-диспетчерского управления всех субъектов ОЭС Украины, независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности, должен подбираться высококвалифицированный персонал, прошедший соответствующую подготовку и получивший в установленном порядке специальное разрешение (лицензию) на право выполнения этих работ.

13.7.2 К оперативному персоналу в ОЭС Украины относятся:

- руководящий оперативный персонал в смене: дежурный диспетчер НЭК "Укрэнерго", ЦДС ЭЭС, энергоснабжающей компании и ее структурных подразделений, начальник смены (дежурный инженер) объекта электроэнергетики (электростанции, теплоцентрали, сети);

- оперативно-производственный персонал на производственных участках - персонал выполняющий эксплуатационное обслуживание закрепленного за ним оборудования с правом выполнения оперативных переключений; оперативный персонал, непосредственно воздействующий на органы управления энергоустановок, обслуживающий производственные участки в смене;

- дежурный персонал, осуществляющий оперативное обслуживание подстанций и

производственных участков в соответствии с утвержденным графиком.

Оперативный персонал выполняет в ОЭС Украины работы по оперативному управлению и оперативным переключениям.

В НЭК "Укрэнерго" и ЭЭС, на объектах электроэнергетики энергетических компаний и самостоятельных субъектов задачи и границы обслуживания диспетчерских служб (диспетчерских подразделений), права и обязанности оперативного персонала во время работы в смене должны быть подробно и четко изложены в утвержденных местных положениях (о диспетчерской службе, подразделении, об оперативно-технических взаимоотношениях с вышестоящим и нижестоящим оперативным уровнем управления и др.), местных производственных инструкциях.

13.7.3 Оперативный персонал должен вести безопасный, надежный и экономичный режим работы оборудования объекта электроэнергетики ОЭС Украины, энергетических компаний в соответствии с производственными и должностными инструкциями и оперативными распоряжениями вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

13.7.4 Оперативный персонал во время смены несёт ответственность за эксплуатацию оборудования, находящегося в его оперативном управлении или ведении, в соответствии с настоящими Правилами, заводскими и местными инструкциями, правилами охраны труда и другими руководящими документами, а также за точное выполнение оперативных распоряжений вышестоящего оперативного персонала.

13.7.5 При нарушениях режимов работы, повреждении оборудования, обнаружении дефектов, угрожающих повреждением оборудования, а также при возникновении пожара оперативный персонал должен немедленно принять меры к восстановлению нормального режима работы или ликвидации аварийного положения и предотвращению развития технологического нарушения. О произошедшем нарушении оперативный персонал должен сообщить вышестоящему оперативно-диспетчерскому и руководящему административно-техническому персоналу в соответствии с утверждённым регламентом сообщений.

13.7.6 Распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательно к исполнению подчиненным ему оперативным персоналом.

13.7.7 Оборудование, находящееся в оперативном управлении или оперативном ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, не может быть включено в работу или выведено из работы без разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, даже при наличии разрешенной заявки, за исключением случаев явной опасности для людей и оборудования.

13.7.8 Оперативное распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должно быть четким и кратким.

Выслушав распоряжение, подчиненный оперативный персонал должен дословно повторить текст распоряжения и получить подтверждение, что распоряжение понято им правильно.

Распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должны выполняться незамедлительно и точно.

Оперативно-диспетчерский персонал, отдав или получив распоряжение или разрешение, должен записать его в оперативный журнал. При наличии устройств регистрации оперативных переговоров объем записи в оперативный журнал определяется местными инструкциями.

13.7.9 Оперативные переговоры должны вестись технически грамотно. Все оборудование, присоединения, устройства релейной и технологической защиты, автоматики должны называться полностью согласно установленным диспетчерским наименованиям. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований категорически запрещается.

Оперативные переговоры на всех уровнях диспетчерского управления в ОЭС

Украины, оперативные переговоры начальников смен электростанций и крупных подстанций должны автоматически фиксироваться на магнитной ленте или устройствах электронной записи.

13.7.10 В распоряжениях по изменению режима работы оборудования ЭЭС, объектов электроэнергетики (электростанции, подстанции, теплоцентрали, сети) должны быть указаны необходимое значение изменяемого режимного параметра и время, к которому должно быть достигнуто указанное значение параметра.

13.7.11 Оперативно-диспетчерский персонал, получив распоряжение своего руководящего административно-технического персонала по вопросам входящим в компетенцию вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, должен выполнить его только после уведомления и получения согласования последнего.

13.7.12 Ответственность за невыполнение или задержку выполнения распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала несут лица, не выполнившие распоряжение, а также руководители, санкционировавшие его невыполнение или задержку.

13.7.13 В случае, если распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала представляется подчиненному оперативному персоналу ошибочным, он должен немедленно доложить об этом лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения оперативный персонал обязан выполнить его.

Распоряжения лиц вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, содержащие нарушения правил охраны труда и представляющие угрозу для жизни людей, а также распоряжения, которые могут привести к повреждению оборудования, снижению уровня безопасности ядерной установки АЭС, потере питания СН электростанции, выполнять запрещается. О своем отказе выполнить такое распоряжение оперативный персонал обязан немедленно сообщить оперативно-диспетчерскому персоналу, отдавшему это распоряжение, а также доложить вышестоящему административно-техническому руководителю и записать в оперативный журнал.

13.7.14 Лица оперативного персонала, находящиеся в резерве, могут быть привлечены к выполнению работ по обслуживанию энергоустановки в рамках должностной инструкции и только с разрешения соответствующего руководящего оперативного персонала, находящегося в смене с записью в соответствующих документах.

13.7.15 Замена одного лица из числа оперативного персонала другим до начала смены, в случае необходимости, допускается с разрешения соответствующего административно-технического руководителя, утвердившего график, и с уведомлением руководящего оперативного персонала в смене.

Работа в течение двух смен подряд запрещается.

13.7.16 Каждый работник из числа оперативного персонала, работающего в смене, заступая на рабочее место, должен принять смену от предыдущего работника, а после окончания работы сдать смену следующему по графику работнику.

Уход с дежурства без сдачи смены запрещается.

13.7.17 При приемке смены дежурный из числа оперативного персонала должен:

- ознакомиться с состоянием, схемой и режимом работы энергоустановок, находящихся в его оперативном управлении и ведении, в объеме, определяемом соответствующими местными инструкциями;

- получить сведения от сдающего смену лица о состоянии оборудования, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение для своевременного предупреждения нарушений в работе, и об оборудовании, находящемся в резерве и ремонте;

- выяснить, какие работы на закрепленном за ним участке выполняются по нарядам и распоряжениям, заявкам;

- проверить и принять от сдающего смену лица инструмент, средства защиты и оказания первой помощи пострадавшим, материалы, ключи от помещений, оперативную документацию рабочего места;

- ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его предыдущего дежурства;
- оформить приемку-сдачу смены записью в журнале или ведомости за своей подписью и подписью сдающего смену;
- принять рапорт от подчиненного по смене персонала и отдать рапорт непосредственному вышестоящему оперативному руководителю о вступлении в дежурство и замечаниях, выявленных при приемке смены.

Время начала и окончания приемки (сдачи) смены должно быть установлено местными инструкциями.

13.7.18 Оперативный персонал должен периодически в соответствии с местной инструкцией опробовать действие устройств автоматики, сигнализации, средств связи и телемеханики, а также проверять работу АРМ, правильность показаний часов на рабочем месте и т.д.

13.7.19 Оперативный персонал должен по утвержденным графикам осуществлять переход с рабочего оборудования на резервное, производить опробование и профилактические осмотры оборудования.

13.7.20 Оперативные и административно-технические руководители имеют право снять с рабочего места подчиненный ему оперативный персонал, не выполняющий свои обязанности в соответствии с должностной инструкцией, и произвести соответствующую замену или перераспределение обязанностей в смене. При этом делается запись в оперативном журнале или выпускается письменное распоряжение и уведомляется персонал соответствующих уровней оперативно-диспетчерского управления.

13.7.21 Оперативный персонал по разрешению вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала может кратковременно привлекаться к ремонтным работам и испытаниям, в рамках должностных инструкций, с освобождением на это время от исполнения обязанностей на рабочем месте и записью в оперативном журнале. При этом должны быть соблюдены требования правил охраны труда.

13.8 Переключения в электрических установках

13.8.1 Переключения в электрических установках объектов электроэнергетики в ОЭС Украины должны выполняться в соответствии с требованиями НД по оперативным переключениям в электроустановках.

13.8.2 Переключения на электрооборудовании и в устройствах РЗА, АСДУ, СДТУ, находящихся в оперативном управлении вышестоящего оперативного персонала, должны производиться по его распоряжению, а находящихся в его ведении, – с его разрешения.

Переключения без распоряжения и разрешения вышестоящего оперативного персонала, но с последующим его уведомлением разрешается выполнять в случаях, не терпящих отлагательства (несчастный случай, стихийное бедствие, пожар, авария). При этом оперативный персонал должен действовать в соответствии с местными инструкциями и оперативным планом пожаротушения.

13.8.3 Переключения в электроустановках необходимо выполнять, как правило, с использованием программ переключений, бланков переключений (типовых и обычных) и местных инструкций по оперативным переключениям.

Бланки переключений являются отчетными документами и должны иметь нумерацию. Срок хранения использованных бланков переключений устанавливается местными инструкциями и не должен быть менее 10 дней.

13.8.4 Типовые бланки переключений должны разрабатываться предварительно как для нормальных, так и для ремонтных схем соединений электроустановок на сложные переключения на конкретном оборудовании и для конкретной схемы соединений.

К сложным необходимо относить переключения, требующие строгой последовательности и координации действия оперативного персонала при выполнении комплекса операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями и

устройствами РЗА, в схемах генераторов, синхронных компенсаторов, блоков генератор – трансформатор, трансформаторов (автотрансформаторов), трансформаторов напряжения, линий электропередачи, систем и секций шин, а также переводы присоединений с одной системы (секции) шин на другую, замена выключателей обходными или шиносоединительными; переключения в схемах, имеющих более одного выключателя на присоединение.

На каждом объекте электроэнергетики должны быть разработаны и утверждены техническим руководителем перечни видов переключений, выполняемых по бланкам переключений с указанием количества лиц, которые должны принимать в них участие, и распределением обязанностей среди них:

- сложных, выполняемых по типовым бланкам переключений и отдельно по обычным бланкам;

- простых, выполняемых по обычным бланкам переключений или без бланков.

Перечни видов переключений должны пересматриваться при изменении схем электрических соединений, состава оборудования, устройств РЗА, АСДУ, СДТУ, но не реже чем один раз в 3 года.

Перечни видов переключений должны храниться на центральных (главных) щитах управления электрических станций и подстанций, диспетчерских пунктах энергоснабжающих компаний и их структурных подразделений, в ЭЭС и ее МЭС (ОДС, ОДГ, щитах управления отдельных структурных подразделений).

Бланки переключений должны использоваться оперативным персоналом непосредственно выполняющим переключения.

При ликвидации технологических нарушений разрешается пользоваться типовыми бланками переключений или производить переключения без бланков переключений с последующей записью в оперативном журнале.

13.8.5 Программа переключений представляет собой оперативный документ с планом упорядоченной последовательности работ, направленный на решение конкретной задачи по переключениям в электроустановках разных уровней оперативного управления и разных объектов, а также во время испытаний или ввода нового оборудования. Программы переключений должны использоваться руководящим оперативным персоналом в случае выполнения переключений на электроустановках, находящихся в его управлении.

13.8.6 Переключения в электроустановках разрешается выполнять лицам оперативного и оперативно-производственного персонала, которые имеют право на ведение оперативных переговоров и выполнение переключений. Списки таких лиц должны ежегодно утверждаться руководителем объекта.

13.8.7 Программы переключений должны разрабатываться диспетчерскими службами (группами), в управлении чьих диспетчеров находится действующее электрооборудование, совместно со службами (группами) режимов, РЗА, СДТУ за подписью их руководителей.

Копии программ оперативных переключений необходимо передавать на нижние уровни оперативного управления для дополнения их операциями на оборудовании объекта, которые не должны решаться на высшем уровне.

Перечень действующих программ оперативных переключений должен утверждаться техническим руководителем объекта, главным диспетчером НЭК "Укрэнерго", ЭЭС.

13.8.8 В программах оперативных переключений должны быть указаны мероприятия по подготовке оборудования и схемы, режима, устройств РЗА, АСДУ, СДТУ, в которых должны быть проработаны:

- условия выполнения переключений;
- мероприятия по режимам, которые необходимо выполнить перед изменением схемы;
- мероприятия по устройствам РЗА, АСДУ, СДТУ;

- последовательность выполняемых переключений;
- возможные характерные технологические нарушения и способы их ликвидации в ремонтной схеме;
- организационные вопросы.

13.8.9 Для переключений в схемах устройств РЗА, АСДУ и СДТУ должны быть разработаны программы переключений для уровней диспетчера и бланки переключений для оперативного персонала объектов электроэнергетики с указанием средств их реализации, а именно: накладок, ключей, испытательных блоков, логических коммутаторов.

13.8.10 Все изменения в первичных схемах электрических соединений электроустановок объектов электроэнергетики ОЭС Украины, выполняемые при производстве переключений, места установки заземлений должны быть отражены на оперативной схеме и мнемосхеме (схеме-макете).

Изменения состояния коммутационных аппаратов, оперативного состояния устройств РЗА, АСДУ, СДТУ при производстве оперативных переключений должны записываться в оперативный журнал.

После завершения выполнения переключений согласно программы и бланков переключения на оперативной схеме первичных электрических соединений, мнемосхеме и АРМ диспетчера должны быть указаны конечные состояния коммутационных аппаратов, устройств РЗА, АСДУ, СДТУ, места установки заземлений.

13.8.11 Программы и типовые бланки переключений должны быть скорректированы при изменениях в главной схеме электрических соединений электроустановок, связанных с вводом нового оборудования, заменой или частичным демонтажем устаревшего оборудования, реконструкцией распределительных устройств, а также при включении новых устройств РЗА, АСДУ, СДТУ или изменениях в уже установленных устройствах.

13.8.12 При планируемых изменениях схемы и режимов работы ОЭС Украины и ЭЭС и изменениях в устройствах РЗА, АСДУ, СДТУ должны быть заранее внесены необходимые изменения и дополнения в программы и типовые бланки переключений на соответствующих уровнях оперативного управления.

13.8.13 Сложные переключения с устройствами РЗА, АСДУ, СДТУ, которые не предусмотрены инструкциями по эксплуатации, а также включение в работу новых устройств необходимо выполнять по специальным программам, составленным для каждого конкретного случая.

13.8.14 В распоряжении на выполнение оперативных переключений должны быть указаны цель переключений, последовательность операций в схеме электроустановки и цепях устройств РЗА, АСДУ, СДТУ с необходимой степенью детализации, определяемой вышестоящим оперативным персоналом.

Исполнителю переключений должно быть одновременно выдано не более одного задания на проведение оперативных переключений, содержащего операции одного целевого назначения.

Выполнение плановых переключений должно проводиться на основании разрешенной заявки. Их начало определяется диспетчером, в оперативном управлении которого находится электрооборудование.

13.8.15 Сложные переключения должны выполнять два лица, из которых одно является контролирующим.

При выполнении переключений двумя лицами контролирующим должен быть старший по должности. Ответственность за правильность переключений возлагается на оба лица, производящих переключения.

При наличии в смене одного лица из числа оперативного персонала к оперативным переключениям может быть привлечен работник из оперативно-производственного персонала, знающий схему данной электроустановки, правила производства переключений и допущенный к выполнению переключений распоряжением по объекту.

При сложных переключениях допускается привлекать для операций в цепях устройств РЗА, АСДУ, СДТУ третье лицо из персонала этих служб (групп). Этот работник, предварительно ознакомленный с бланком переключения и подписавший его, должен выполнять каждую операцию по распоряжению лица, выполняющего переключения.

Простые переключения при наличии работоспособного блокировочного устройства могут быть выполнены единолично, независимо от состава смены.

13.8.16 При исчезновении напряжения на электрооборудовании оперативный персонал должен быть готов к подаче напряжения на электрооборудование без предупреждения.

13.8.17 Отключение и включение под напряжение и в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, должно производиться выключателем.

Разрешается отключение и включение отделителями, разъединителями, соответствующего класса напряжения внутренней и наружной установки:

- трансформаторов напряжения, нейтралей силовых трансформаторов; заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;

- намагничивающего тока силовых трансформаторов, зарядного тока и тока замыкания на землю воздушных и кабельных линий электропередачи с соблюдением требований действующих НД;

- зарядного тока шин и оборудования всех классов напряжения (кроме конденсаторных батарей).

Разрешается шунтирование и расшунтирование включенных выключателей, с приводов которых снят оперативный ток, а также шунтирование и расшунтирование компенсационных реакторов в установках четырехлучевого реактора 750 кВ.

Допускается дистанционное отключение разъединителями неисправного выключателя, зашунтированного одним выключателем или цепочкой из нескольких выключателей других присоединений, если отключение выключателя может привести к его разрушению и обесточению подстанции.

В кольцевых сетях напряжением 6–10 кВ разрешается отключение разъединителями уравнивающих токов до 70 А и замыкание сети в кольцо при разности напряжений на разомкнутых контактах разъединителей не более 5 %.

Допускается отключение трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже нагрузочного тока до 15 А.

Допустимые значения отключаемых и включаемых разъединителями токов должны быть определены НД. Порядок и условия выполнения операций по переключениям для различных электроустановок и присоединений должны быть регламентированы местными инструкциями.

13.8.18 Оперативному персоналу, непосредственно выполняющему переключения, самовольно выводить из работы устройства блокировки безопасности запрещается.

Деблокирование разрешается только после проверки на месте отключенного положения выключателя и выяснения причины отказа блокировки по разрешению и под руководством лиц, уполномоченных на это письменным указанием по объекту.

Обо всех случаях деблокирования необходимо сделать запись в оперативном журнале.

13.8.19 Разрешается временное деблокирование разъединителей с воздушными выключателями напряжением 110 кВ и выше при отключении (включении) ненагруженных систем шин или присоединений с трансформаторами напряжения серии НКФ. Порядок деблокирования и ввода устройств блокировки должен быть отражен в бланках переключений.

13.8.20 В распределительных сетях выполнение оперативных переключений должно быть согласованным по уровням диспетчерского управления специальным распоряжением технического руководителя энергоснабжающей компании.

13.8.21 Порядок действий при выполнении переключений персоналом ОВБ, оперативно-производственным персоналом на посещаемой подстанции (без постоянно дежурного персонала), в локальных электрических сетях определяется местными инструкциями, утвержденными техническим руководителем энергоснабжающей компании.

13.8.22 При выполнении распоряжения дежурного диспетчера распределительной электрической сети на проведение переключений оперативно-производственный персонал, персонал ОВБ должен иметь при себе бланки переключений, однолинейную оперативную схему необходимой части сети, на которой должно быть обозначено положение коммутационных аппаратов, состояние устройств РЗА, СДТУ на момент получения распоряжения и оперативный журнал.

13.8.23 Персонал ОВБ, выполняя оперативные переключения на посещаемых подстанциях (без постоянно дежурного персонала), обязан:

- использовать и заполнять бланки переключений фиксировать в специальном журнале дефекты и неисправности оборудования и устройств;
- сделать запись в оперативном журнале обо всех выполненных переключениях, включениях и отключениях заземляющих разъединителей, наложениях и снятии переносных заземлений;
- обозначить на оперативной схеме конечное положение коммутационных аппаратов, состояние устройств РЗА, СДТУ.

13.8.24 Взаимоотношения оперативного персонала потребителей, имеющих в своем подчинении небольшие (маломощные) резервные электростанции, с оперативным персоналом энергоснабжающих компаний должны быть регламентированы соответствующими положениями об оперативных взаимоотношениях между персоналами соответствующих структурных подразделений энергоснабжающих компаний и потребителей.

13.9 Переключения в тепловых схемах электростанций и тепловых сетей

13.9.1 Все переключения в тепловых схемах должны проводиться в соответствии с местными инструкциями по эксплуатации энергоустановок и отражаться в оперативной документации.

13.9.2 В случаях, не предусмотренных местными инструкциями по эксплуатации энергоустановок, при необходимости участия двух и более несоподчиненных исполнителей переключений или энергообъектов переключений, переключения должны выполняться по программам.

Сложные переключения также должны выполняться по программам или бланкам переключений.

13.9.3 К сложным относятся переключения при выполнении следующих работ:

- опробование основного и ответственного вспомогательного оборудования;
- проверка работоспособности и настройка предохранительных устройств;
- ввод основного оборудования после монтажа или реконструкции;
- гидравлические (пневматические) испытания оборудования и трубопроводов;
- переключения в тепловых схемах со сложными связями или длительные по времени;
- специальные испытания оборудования;
- изменения тепловой схемы электростанции (энергообъекта);
- проверка и испытания новых нетрадиционных способов эксплуатации оборудования;
- на оборудовании систем, важных для безопасности.

Степень сложности переключений и необходимость составления программы или бланков переключений для их выполнения определяется техническим руководителем энергообъекта в зависимости от особенностей и условий работы при переключениях.

13.9.4 На каждом энергообъекте должен быть разработан перечень сложных переключений, утвержденный техническим руководителем. Перечень должен корректироваться с учетом ввода, реконструкции или демонтажа оборудования, изменения технологических схем, схем технологических защит и автоматики и т.п. Перечень должен пересматриваться не реже одного раза в 3 года. Копии перечня должны находиться на рабочем месте старшего оперативного персонала цеха (участка) и энергообъекта.

13.9.5 Техническим руководителем энергообъекта должен быть утверждён список лиц из оперативного и оперативно-производственного персонала, имеющих право контролировать выполнение сложных переключений, проводимых по бланкам переключений или программам. Список должен быть скорректирован при изменении состава персонала. Копии списка должны находиться на рабочем месте старшего оперативного персонала цеха и энергообъекта.

13.9.6 В бланке переключений должны быть указаны:

- объект переключений;
- время начала и окончания переключений;
- условия, необходимые для проведения переключений;
- сведения о персонале, выполняющем переключения;
- последовательность выполнения переключений;
- положение запорной и регулирующей арматуры после окончания переключений;
- персонал, осуществляющий контроль за ходом выполнения переключений и несущий за них ответственность.

Для часто повторяющихся переключений на энергообъекте должны применяться заранее составленные типовые бланки.

13.9.7 По программам должны производиться переключения, не предусмотренные эксплуатационными инструкциями.

Программа должна быть утверждена техническим руководителем энергообъекта, а при выходе действия программы за рамки одного энергообъекта — техническим руководителем энергокомпании (техническими руководителями участвующих в программе энергообъектов).

13.9.8 В программе выполнения переключений, должны быть указаны:

- объект переключений;
- цель проведения переключений;
- условия проведения работ по программе;
- мероприятия по подготовке оборудования к проведению работ;
- плановое время начала и окончания переключений, которое может уточняться в оперативном порядке;
- оперативный (оперативно-диспетчерский) персонал, выполняющий переключения;
- персонал, привлеченный к участию в выполнении переключений;
- оперативный (оперативно-диспетчерский) персонал, руководящий выполнением переключений;
- необходимость инструктажа персонала на рабочем месте, расстановка оперативного персонала и наблюдателей;
- лица из числа административно-технического персонала, ответственные за выполнение переключений на каждом энергообъекте, и лицо из числа административно-технического персонала, осуществляющее общее руководство проведением переключений – в случае участия в переключениях двух и более энергообъектов;
- обязанности и ответственность лиц, указанных в программе;
- последовательность производства работ по программе;
- схема объекта переключения (при необходимости);

- положение запорной и регулирующей арматуры и элементов цепей технологических защит и автоматики на каждом конкретном этапе выполнения работ по программе;

- перечень мероприятий по обеспечению безопасности проведения работ;
- действия персонала при возникновении аварийной ситуации или положения, угрожающих жизни людей и целостности оборудования.

13.9.9 Все работы по бланкам переключений и программам должны проводиться при непосредственном руководстве переключениями лицом, которое назначается из лиц старшего оперативного персонала (начальник смены цеха, начальник смены энергоблока, старший машинист цеха (энергоблока), старший аппаратчик химического цеха, мастер участка тепловых сетей).

Собственно переключения должен производить специально проинструктированный оперативный, оперативно-ремонтный персонал, ремонтный персонал, привлекаемый к производству работ (машинисты, обходчики, аппаратчики, дежурные по участку).

13.9.10 Запрещается начинать плановые переключения в тепловых схемах:

- за полчаса до окончания смены и в первые полчаса начала смены;
- при возникновении аварийных ситуаций;
- в переходных (нестационарных) режимах;
- во время проведения испытаний по специальным программам.

13.9.11 Бланки переключений и программы должны храниться наравне с другой оперативной документацией. Сроки хранения использованных бланков переключений и программ должны быть указаны в местной инструкции по хранению служебной документации, разрабатываемой в соответствии с действующими НД.

13.10 Автоматизированные системы диспетчерского управления

13.10.1 Диспетчерский пункт НЭК “Укрэнерго”, ЭЭС, энергоснабжающей компании и их основных структурных подразделений должен быть оснащен АСДУ.

13.10.2 Все проекты реконструкции, технического перевооружения и новых АСДУ, как и АСУ ТП объекта, должны быть согласованы и утверждены соответствующими государственными органами, определенными приказом или другим распорядительным документом Минтопэнерго Украины.

13.10.3 Автоматизированные системы диспетчерского управления должны обеспечивать решение задач оперативно-диспетчерского управления в ОЭС Украины и могут функционировать как самостоятельные системы или подсистемы соответственно АСУ НЭК “Укрэнерго”, ЭЭС, энергоснабжающих компаний и их структурных подразделений.

13.10.4 На базе АСДУ и АСУ ТП в соответствии с задачами каждого иерархического уровня управления должны выполняться:

- долгосрочное и краткосрочное планирование режимов работы объектов электроэнергетики ОЭС Украины, ЭЭС и энергетических компаний, энергообъектов;
- оперативное управление режимами работы ОЭС Украины, ЭЭС, электростанций, энергоблоков, теплоисточников, подстанций и сетей;
- контроль нагрузки энергоисточников и потребляемой мощности ОЭС Украины, ЭЭС и сетей;
- ведение, с учетом условий работы Оптового рынка электрической энергии Украины, экономичной работы ОЭС, ЭЭС, объектов электроэнергетики, рациональное использование энергоресурсов;
- передача с энергообъектов на верхние уровни диспетчерского управления информации по аварийным ситуациям;
- ретроспективный анализ аварийных ситуаций;
- хранение ретроспективной информации с необходимой дискретностью о режиме работы управляемого объекта и ее вывод на печатающее устройство по требованию

диспетчера;

- контроль оперативных переключений;
- автоматизированное ведение оперативной документации;
- поступление информации по режимам электропотребления суточной энергии, формируемой автоматизированной системой контроля и управления электропотребления (АСКУЭ).

Полный перечень и объемы решаемых задач и способы их решения должны быть определены проектами, исходя из требований надежности управления и технико-экономических показателей.

13.10.5 Автоматизированная система диспетчерского управления НЭК “Укрэнерго”, ЭЭС, энергетических компаний должна быть интегрированной, многоуровневой, иерархической и распределенной системой, структура которой соответствует структуре и иерархии диспетчерского управления режимами и оборудованием электрической (тепловой) сети компании.

В состав комплекса технических средств АСДУ должны входить средства диспетчерского и технологического управления в совокупности со средствами АСУ ТП:

- датчики информации и преобразователи сигналов, контролируемых параметров, контрольные пункты телемеханических комплексов (КП ТМК), микропроцессорные контроллеры АСУ ТП объектов (агрегатов);

- устройства передачи и приемки информации, устройства связи с объектом управления, пульта управления, АРМ (диспетчера, начальника смены, оператора);

- каналы связи между разными уровнями комплекса (по проводам ВЛ, грозозащитным тросам, оптоволоконным линиям);

- средства обработки и отображения информации (ЭВМ оперативных информационно-управляющих и вычислительных комплексов, устройства печати, дисплеи, цифровые и аналоговые приборы и др.);

- вспомогательные системы (гарантированного электропитания, кондиционирования воздуха, противопожарные).

13.10.6 Все устройства и комплекс программно-технических средств АСДУ должны быть в исправном состоянии и постоянно находиться в работе. Изменения первичных схем сети должны своевременно вноситься в документацию для отображения на диспетчерских щитах управления и дисплеях.

Вывод для профилактических проверок и в ремонт отдельных элементов АСДУ должен производиться по оперативной заявке с разрешения диспетчера, в ведении которого они находятся.

13.10.7 Исправность систем электропитания комплекса технических средств АСДУ должна периодически проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем (главным диспетчером) НЭК "Укрэнерго", ЭЭС, энергоснабжающей компании, техническим руководителем или начальником диспетчерской службы объекта.

13.10.8 Помещения, в которых располагаются элементы АСДУ, должны отвечать требованиям технических условий на оборудование и технические средства, а способ выполнения цепей ввода и вывода информации, защитные заземления и заземления экранов информационных и управляющих цепей должны обеспечивать помехозащищенность систем, соответствовать проекту и требованиям заводов-изготовителей.

13.10.9 Устройства АСДУ должны проходить периодические проверки в соответствии с местными инструкциями, требованиями заводов-изготовителей технических средств и требованиями отраслевых НД.

13.10.10 На оборудовании АСДУ, коммутационной аппаратуре должны быть надписи, указывающие оперативное назначение и положение.

13.11 Средства диспетчерского и технологического управления

13.11.1 НЭК “Укрэнерго”, ЭЭС, объекты электроэнергетики энергетических компаний должны быть оснащены средствами диспетчерского и технологического управления в соответствии с РД 34.48.151 “Нормы технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем”, и другими действующими НД. Эксплуатация СДТУ должна обеспечивать постоянное их функционирование и готовность к действию при установленном качестве передачи информации в нормальных режимах ОЭС Украины и в случае технологических нарушений режимов ОЭС.

13.11.2 Ведомственные диспетчерские пункты электрифицированных железных дорог, газо- и нефтепроводов, промышленных предприятий должны иметь необходимые средства телемеханики и связи с диспетчерскими пунктами ЭЭС и энергоснабжающих компаний в объеме, согласованном с этими ЭЭС и компаниями. Информация с абонентских подстанций напряжением 35 кВ и выше должна передаваться в зависимости от конкретных условий как на ведомственные диспетчерские пункты, так и на диспетчерские пункты ЭЭС или энергокомпаний. Объемы и направления передаваемой информации с абонентских подстанций должны быть согласованы соответственно с ЭЭС и энергокомпаниями.

13.11.3 Аппаратура СДТУ, установленная на диспетчерских пунктах объектов электроэнергетики НЭК “Укрэнерго”, ЭЭС и энергетических компаний, должна быть закреплена за службами СДТУ соответствующего уровня управления, а установленная на узлах связи объектов – за службами связи.

13.11.4 Эксплуатация оборудования высокого напряжения высокочастотных каналов телефонной связи и телемеханики по линиям электропередачи (конденсаторы связи, реакторы высокочастотных заградителей, заземляющие ножи, устройства антенной связи, проходные изоляторы, разрядники элементов настройки и фильтров присоединения) должна осуществляться персоналом, обслуживающим установки высокого напряжения.

13.11.5 Техническое обслуживание и поверка датчиков и преобразователей телеизмерений, включаемых в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, должны производиться персоналом соответствующих служб РЗА (ЭТЛ), телемеханики, СДТУ и метрологического обеспечения.

13.11.6 Перечень устройств и оборудования, обслуживаемых производственными подразделениями СДТУ, с указанием границ обслуживания, должен быть утвержден соответственно руководством НЭК “Укрэнерго”, ЭЭС, энергоснабжающих компаний и объектов. Взаимоотношения между службами, границы обслуживания СДТУ должны быть указаны в положениях о службах СДТУ (связи), составленных для НЭК “Укрэнерго”, ЭЭС, энергоснабжающих компаний и объектов на основе действующих НД и с учетом оперативной подчиненности.

13.11.7 Техническая эксплуатация магистральных кабельных линий связи, включая оптоволоконные линии связи, должна быть организована в соответствии с действующими НД по системам производственной телефонной связи НЭК “Укрэнерго” и правилами технической эксплуатации линейных сооружений первичной сети средств связи Государственного комитета связи Украины.

13.11.8 Оперативное и техническое обслуживание СДТУ должно быть обеспечено:

- центральными службами СДТУ НЭК “Укрэнерго” и ЭЭС;
- местными службами (группами) СДТУ (МЭМ) или местными узлами связи объектов;
- службами СДТУ энергокомпаний;
- лабораториями, входящими в состав служб СДТУ.

В целях обеспечения бесперебойной работы СДТУ в центральных и местных службах СДТУ, а также в местных узлах связи, должно быть организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала. Службы СДТУ и местные узлы связи должны быть оснащены измерительными и проверочными устройствами, обеспечены инструментом, материалами, запасными частями. Автотранспорт, закрепленный за

службами СДТУ, приравнивается по режиму работы к оперативному и выделяется без предварительной заявки.

13.11.9 Средства диспетчерского и технологического управления должны быть обеспечены гарантированным электропитанием в соответствии с действующими НД.

13.11.10 Службы и лаборатории СДТУ (связи) должны иметь и вести эксплуатационно-техническую документацию в соответствии с типовыми положениями о службах СДТУ (связи).

13.11.11 Ввод в работу и эксплуатация построенных и реконструированных радиорелейных линий и средств радиосвязи (УКВ и КВ радиостанций) должны быть организованы в соответствии с действующими НД.

13.11.12 Структура и качественные показатели производственных телефонных сетей всех уровней должны соответствовать действующим НД по системам автоматизированной производственной телефонной связи НЭК "Укрэнерго" и Государственного комитета связи Украины.

13.11.13 Устройства проводной связи, включая оптоволоконные линии связи, должны быть защищены от опасных и мешающих влияний электроустановок высокого напряжения в соответствии с действующими НД.

13.11.14 Порядок и периодичность измерений уровня мешающих воздействий и помех, а также порядок действия персонала узлов связи при превышении допустимых значений этих влияний и помех должны быть установлены местными инструкциями.

13.11.15 На линиях электропередачи, по которым организованы высокочастотные каналы связи и телемеханики, при работах, требующих наложения заземления, должны применяться переносные заземляющие высокочастотные заградители.

13.11.16 Вывод из работы средств диспетчерской связи, систем телемеханики и каналов связи должен быть оформлен оперативной заявкой в принятом порядке и с согласованием диспетчерской службой соответствующего уровня оперативного управления.

13.11.17 Устройства телеуправления должны исключать возможность ложного отключения (включения) управляемого оборудования при повреждении любого одного элемента этих устройств. На сборках зажимов устройств и панелей телемеханики зажимы, случайное соединение которых может вызвать отключение или включение оборудования, не должны располагаться рядом.

13.11.18 Способ выполнения и режим эксплуатации электрических цепей от датчиков (преобразователей) телеизмерений и телесигнализации до устройств приема и обработки информации должны исключать помехи, приводящие к искажению этой информации.

13.11.19 Сопротивление изоляции электрически связанных цепей устройств телемеханики совместно с их внешними связями (за исключением связей с ЭВМ и аппаратурой каналов телемеханики) относительно корпуса аппарата (земли), а также между цепями, электрически не связанными между собой, должно измеряться мегаомметром на напряжение 250-500 В и быть не ниже 0,5 МОм. При проверке изоляции цепей устройств телемеханики, содержащих полупроводниковые элементы, должны быть приняты меры к предотвращению их повреждения. В устройствах с заземленным нулевым проводом перед проверкой изоляции этот провод должен быть отсоединен от земли. Сопротивление изоляции выходных цепей телеуправления и цепей питания напряжением 220 В должно измеряться мегаомметром на напряжение 1000-2500 В и быть не ниже 10 МОм.

13.11.20 Для вывода из работы выходных цепей телеуправления на электростанциях, подстанциях и диспетчерских пунктах должны применяться специальные общие ключи или отключающие устройства. Отключение цепей телеуправления и телесигнализации отдельных присоединений должно производиться на разъёмных зажимах либо на индивидуальных отключающих устройствах. Все операции с общими ключами

телеуправления и индивидуальными отключающими устройствами в цепях телеуправления и телесигнализации разрешается выполнять только по указанию или с ведома диспетчера.

13.11.21 На передней и оборотной сторонах устройств, панелей и пультов СДТУ должны быть оперативные надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленной аппаратуре – надписи или маркировка. Провода внешних цепей устройств телемеханики должны иметь маркировку, соответствующую исполнительным схемам.

13.11.22 Персонал производственных подразделений, обслуживающий СДТУ, должен периодически осматривать аппаратуру в соответствии с местными производственными инструкциями, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств и состояние сигнализации неисправностей.

13.11.23 Полные и частичные проверки СДТУ должны выполняться по утвержденному графику, согласованному с диспетчерской службой соответствующего уровня оперативного управления.

13.11.24 Все неисправности и неправильные действия СДТУ должны немедленно устраняться, учитываться и анализироваться в установленном порядке.

В случае неправильного действия устройств, их повреждения или отклонения параметров от нормированных показателей должны проводиться дополнительная проверка и устранение указанных нарушений с уведомлением диспетчера и вышестоящей службы СДТУ.

Приложение А
(обязательное)

Парковые ресурсы основных элементов оборудования

А.1 Парковые ресурсы основных элементов оборудования определяются на основании расчетов и обобщения опыта эксплуатации.

Парковые ресурсы определяют минимальную продолжительность надёжной эксплуатации. В большинстве случаев продолжительность надёжной эксплуатации значительно превышает парковый ресурс; для элементов, эксплуатируемых в условиях ползучести, наибольшая вероятность повреждений имеет место при наработке $1,5 \div 2$ паркового ресурса.

Сегодняшние методы определения парковых ресурсов не учитывают всех факторов, влияющих на надёжность длительной эксплуатации. Поэтому при эксплуатации в пределах паркового ресурса обязательны все требования НД по эксплуатационному контролю.

Надёжность определения паркового ресурса в значительной степени зависит от правильности задания влияющих факторов, в первую очередь это толщина стенки деталей, нагруженных внутренним давлением и рабочая температура для деталей, эксплуатируемых в условиях ползучести.

А.2 Парковый ресурс деталей котлов принимается:

а) для барабанов однобарабанных котлов из сталей 22К и 16ГНМА – 300 000 ч; для барабанов из сталей других марок и двухбарабанных котлов – 250 000 ч. Для определения паркового ресурса барабанов, имеющих значительное количество повреждений и ремонтных заварок, рекомендуется применение РД 34.17.442 “Инструкция о порядке продления срока службы барабанов котлов высокого давления” РФ;

б) для коллекторов согласно таблицы А.1 при условии, что напряжения в “мостиках” между отверстиями не превышают допусковые (расчет согласно ОСТ 108.031.08, ОСТ 108.031.09, с учетом коэффициента ослабления φ_d , согласно ОСТ 108.031.10) для указанных в таблице А.1 температур и парковых ресурсов;

Таблица А.1

Марка стали коллектора	Фактическая температура пара в коллекторе, °С	Парковый ресурс коллектора, тыс.ч
12МХ	510	300
12МХ	511-530	250
12ХМ	530	300
12Х1МФ	545	200
12Х1МФ	Выше 545	150
15Х1М1Ф	545	200
15Х1М1Ф	Выше 545	150

в) для внутрикотельных паропроводов перегретого пара согласно А.3 с учётом возможного повышения температуры выше средней для отдельных параллельно включенных перепускных труб за счет разверки;

г) для водоопускных труб с рабочей температурой менее 400 °С - согласно П 34-70-005 “Положение об оценке ресурса, порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа”;

д) для труб поверхностей нагрева устанавливается лабораторией или службой металлов владельца оборудования с учетом опыта эксплуатации.

А.3 Парковый ресурс [τ] высокотемпературных (работающих в условиях ползучести) паропроводов принимается:

а) для деталей паропроводов из легированных сталей с рабочей температурой 500 °С и выше согласно ГКД 34.17.401 (приложение Д). При парковом ресурсе 300 000 ч и выше величина паркового ресурса уточняется согласно РД 10-262 (раздел 2).

При отсутствии сведений для применяемых сортаментов труб или для гибов с пониженной толщиной стенки в приложении Д, допускается применение расчёта $[\tau]$ по фактической или задаваемой толщине растянутой зоны гибов, согласно перечислению б);

б) для деталей паропроводов из легированной стали с рабочей температурой 450 - 500°C и из углеродистой стали с рабочей температурой 400 - 450°C $[\tau]$ определяется расчетом на основании раздела 3 ОСТ 108.031.09.

Для прямых бесшовных труб напряжения от внутреннего давления в зависимости от минимальной фактической толщины S_ϕ определяются по формуле:

$$\sigma = \frac{P}{2} \left(\frac{D_a}{S_\phi - c_2} - 1 \right). \quad (\text{A.1})$$

Обозначения и единицы измерений входящих в формулу величин принимаются согласно ОСТ 108.031.09 (раздел 1), рабочее давление P в кгс/мм². Прибавка c_2 принимается согласно ОСТ 108.031.08 (раздел 6).

Расчетный ресурс (τ_p) принимается из таблиц А.2 (для сталей 20, 20К, 12МХ) и А.3 (для сталей 12Х1МФ, 15Х1М1Ф) или на основании данных ОСТ 108.031.08 (раздел 5) при условии $[\sigma] = \sigma$. При этом парковый ресурс $[\tau] = 0,75\tau_p$.

Таблица А.2

Рабочая температура, °С	Марка стали									
	20; 20К					12МХ				
	Расчётный ресурс, ч									
	10 ⁵	1,5·10 ⁵	2·10 ⁵	3·10 ⁵	4·10 ⁵	10 ⁵	1,5·10 ⁵	2·10 ⁵	3·10 ⁵	4·10 ⁵
400	9,2	8,35	7,8	7,1	6,2					
420	7,9	6,9	6,3	5,6	5,1					
440	6,6	5,6	5,0	5,0	4,4					
450	5,9	5,1	4,6	3,9	3,5					
460	-		-			12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
480	-		-			12,0	11,1	10,2	9,0	8,5
500	-		-			9,5	8,4	7,7	7,8	6,3
510	-		-			7,8	6,7	6,0	5,3	4,8
520	-		-			6,6	5,5	4,9	4,3	3,7
530	-		-			5,4	4,5	4,0	3,5	3,1

Примечания:
 1 Допускаемые напряжения для других марок стали приведены в ОСТ 108.031.08 (раздел 5).
 2 Для промежуточных значений расчётного ресурса величины допускаемых напряжений определяются линейной интерполяцией с округлением в меньшую сторону до одного знака после запятой.

Для растянутых зон гибов с минимальной толщиной S_ϕ напряжения от внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_1 = \frac{P}{2} \left(\frac{D_a K_1 Y_1}{S_\phi - c_2} - 1 \right), \quad (\text{A.2})$$

где коэффициент формы $Y_1=1$ при $(S_\phi - c_2)/D_a K_1 \geq 0,012a_0$ (a_0 – начальная овальность гiba, %). При отсутствии сведений a_0 принимается максимальной согласно нормальям на изготовление). K_1 (торовый коэффициент) определяется согласно ОСТ 108.031.09 (подраздел 3.2).

Для гибов тонкостенных труб, когда $(S_\phi - c_2)/D_a K_1 < 0,012a_0$; $Y_1 > 1$, расчет S_{R1} выполняется согласно ОСТ 108.031.09 (подраздел 3.2) методом последовательных приближений, задаваясь различными $[\tau]$ до совпадения заданных и расчетных $S_{R1} = S_\phi - c_2$.

Для расчета по формуле (А.2) парковый ресурс $[\tau]$ принимается согласно таблиц А.2, А.3 или ОСТ 108.031.08 (раздел 5) при условиях:

- $[\sigma] = 1,2\sigma_1$ для легированных сталей с рабочей температурой не более 545 °С;
- $[\sigma] = 1,4\sigma_1$ для рабочей температуры 560 °С;

- $[\sigma] = \sigma_1$ для углеродистой стали;
- $[\tau] = \tau_p$.

Таблица А.3

Рабочая температура, °С	Марка стали									
	12X1MФ					15X1M1Ф				
	Расчётный ресурс, ч									
	10 ⁵	1,5·10 ⁵	2·10 ⁵	3·10 ⁵	4·10 ⁵	10 ⁵	1,5·10 ⁵	2·10 ⁵	3·10 ⁵	4·10 ⁵
460	13,6	13,6	13,6	13,0	12,5	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
480	13,3	12,5	12,0	10,7	10,3	14,5	13,6	13,0	12,3	11,0
500	11,3	10,3	9,6	8,8	8,3	12,0	11,3	10,8	10,0	9,2
510	10,1	9,2	8,6	7,9	7,6	10,7	10,0	9,6	9,0	8,4
520	9,0	8,2	7,7	7,2	6,6	9,6	9,0	8,6	8,0	7,5
530	8,1	7,4	6,9	6,5	5,9	8,6	8,06	7,7	7,2	6,7
540	7,3	6,6	6,2	5,8	5,3	7,8	7,25	6,9	6,5	6,0
545	6,95	6,3	5,9	5,2	5,05	7,45	6,9	6,6	6,15	5,7
550	6,6	6,0	5,6	5,2	4,8	7,1	6,6	6,3	5,8	5,4
560	5,9	5,3	5,0	4,6	4,3	6,4	6,0	5,7	5,2	4,9
570	5,3	4,75	4,4	4,1	3,8	5,7	5,3	5,1	4,7	4,4

Примечания:
 1 Допускаемые напряжения для других марок стали приведены в ОСТ 108.031.08 (раздел 5).
 2 Для промежуточных значений расчётного ресурса величины допускаемых напряжений определяются линейной интерполяцией с округлением в меньшую сторону до одного знака после запятой.

Для расчета методом последовательных приближений допускаемые напряжения принимаются согласно таблиц А.2, А.3 или на основании ОСТ 108.031.08 (раздел 5) с понижающим коэффициентом 0,83 при рабочих температурах не более 545 °С и 0,71 при рабочей температуре 560 °С для легированных и 1,0 для углеродистой стали.

Не указанные обозначения и размерности принимаются согласно ОСТ 108.031.09 (раздел 1, 3) рабочее давление P в кгс/мм². Прибавка c_2 принимается согласно ОСТ 108.031.08 (раздел 6), для гибов паропроводов промперегрева - согласно ОСТ 108.031.09 (раздел 3).

в) при количестве циклов “пуск – останов” свыше 1000 результаты определения (расчета) $[\tau]$ применимы для количества циклов не более допускаемого, определяемого согласно ОСТ 108.031.09 (приложение 3) и расчету компенсационных напряжений согласно РТМ 24.038.08 “Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность” с изменением 1.

Допустимость увеличения паркового ресурса для конкретных типоразмеров труб и параметров среды сверх приведенного в ГКД 34.17.401 (приложение Д) или сохранение приведенного в этом приложении паркового ресурса для деталей с меньшей фактической толщиной стенки, должны быть согласованы с ОРГРЭС.

А.4 Для трубопроводов из легированных сталей с рабочей температурой менее 450°С и из углеродистой стали – не менее 400 °С парковый ресурс принимается:

а) при наработке свыше 1000 циклов “пуск - останов” за весь срок эксплуатации или в случаях повреждений стыковых сварных соединений по результатам расчета допускаемого количества пусков из холодного состояния согласно РТМ 24.038.08 (при отсутствии постоянных колебаний давления в эксплуатационных режимах величиной более 15 % номинального), использование проектных расчетов для трубопроводов с контролем тепловых перемещений должно быть согласовано с ОРГРЭС;

б) для трубопроводов влажного пара, двухфазной или коррозионно-активной среды, или подверженных эрозионному износу – по результатам эксплуатационного контроля из условия снижения толщины стенки до 90 % проектной с равномерной скоростью;

в) для трубопроводов питательной воды с давлением более 9 МПа – согласно расчету допускаемого количества пусков из холодного состояния по РТМ 24.038.08, для гибов этих трубопроводов – не более 100 000 ч.

Для зон повышенной коррозии и за РПК допускается снижение паркового ресурса на основании результатов эксплуатационного контроля.

При воздействии на трубопровод нескольких из перечисленных факторов парковый ресурс принимается по фактору, первым достигающему предельного значения.

А.5 Для деталей и узлов цилиндра высокого давления (ЦВД) паровых турбин с рабочей температурой свежего пара выше 450 °С и цилиндра среднего давления ЦСД турбин с промперегревом парковые ресурсы приведены в ГКД 34.17.401. Уточнение указанных ресурсов может выполняться только специализированными организациями.

Для турбин более низких параметров парковые ресурсы не устанавливаются.

Парковый ресурс турбин, элементы которых работают в условиях ползучести, определяется исходя из наработки по времени или предельного количества пусков (циклов) турбины, оба фактора действуют независимо.

Для пароперепускных труб турбин и паропроводов отборов парковый ресурс принимается аналогично одинаковым по сортаменту деталей и рабочим параметрам трубопроводов (пункты А.3 и А.4).

А.6 Для деаэраторов повышенного давления расчетный срок службы – 20 лет. Для корпусов ПВД и ПНД, эксплуатируемых с температурой греющего пара не более 400 °С, расчетный срок службы принимается согласно паспорту завода-изготовителя, но не более 30 лет.